



UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Propuesta metodológica para cálculo de peajes por uso de instalaciones de transmisión dedicadas de clientes libres conectados a distribución

Memoria de titulación para optar al título de
Ingeniero Civil Electricista

Autor : Nicolás Andrés Grez Pardo
Profesor guía : Esteban Gil Sagas

Valparaíso - Chile
Marzo, 2026



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Propuesta metodológica para cálculo de peajes por uso de instalaciones de transmisión dedicadas de clientes libres conectados a distribución

Nombre del candidato(a): Nicolás Andrés Grez Pardo

Carrera / Grado: Ingeniería civil eléctrica

Campus: Casa Central

Departamento: Ingeniería Eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Esteban Gil Sagas, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 06/04/2026

Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 05/04/2026

Firma:

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.



UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Propuesta metodológica para cálculo de peajes por uso de instalaciones de transmisión dedicadas de clientes libres conectados a distribución

Memoria de titulación presentada ante una
comisión examinadora conformada por:

Esteban Gil Sagas

(UTFSM)

Sebastián Novoa Curihuentro

(Evol Services)

Agradecimientos

Quisiera expresar mis más sinceros agradecimientos a todas las personas que, de una u otra forma, fueron parte de este proceso. En primer lugar, agradezco profundamente a mi familia por su apoyo incondicional durante todos estos años. Su confianza y respaldo constante hicieron posible este logro.

A Javiera, agradezco especialmente su apoyo y la motivación que me entregó en esta etapa final, cuyo impulso fue clave para poder concluir este trabajo.

A mis amigos y compañeros de universidad Cristian, Lucas, Jorge, Fernanda, Matías, Fernando y Camila. Gracias por acompañarme en este camino, por su apoyo permanente y por hacer este proceso más llevadero.

Extiendo mis agradecimientos a Evol Services, empresa en la que he trabajado durante los últimos dos años, por su apoyo y por permitirme desarrollar esta memoria con ellos. A mis colegas y amigos de la empresa, tanto a quienes siguen como a quienes ya emprendieron nuevos rumbos. Les agradezco por su compañía, motivación y por siempre impulsar que este trabajo avanzara.

Finalmente, agradezco al profesor Esteban Gil, al proyecto ANID CIA250006 (AC3E), ANID CTI 250019 (SET-Chile), y al proyecto Fondecyt 1231892 por su contribución a la realización de este trabajo.

Resumen

La reciente migración de clientes regulados al régimen libre ha detonado un proceso de reclasificación masiva de instalaciones de transmisión, transformando activos zonales en dedicados. Esta situación ha generado un vacío regulatorio para los clientes libres conectados a redes de distribución, quienes deben enfrentar negociaciones tarifarias asimétricas sin una metodología estandarizada que garantice precios justos.

El presente estudio tiene por objetivo definir estrategias de tarificación eficientes para este segmento. Para ello, se desarrolló una metodología de identificación basada en teoría de grafos y procesamiento de bases de datos oficiales (CNE/CEN), logrando catastrar el universo de activos y usuarios afectados. Posteriormente, se modelaron y simuló cuatro metodologías tarifarias (M1: Máximas Anuales, M2: Potencia Conectada, M3: Máximas Diarias, M4: Energía) aplicadas a un caso de estudio de 55 clientes reales durante el período 2024–2027.

Los resultados del análisis cuantitativo demuestran que la Metodología 1 tiende a ser la alternativa más costosa, penalizando a clientes con bajo factor de carga. Se evidenció además un conflicto de suficiencia de ingresos: las tarifas de precio fijo (M1 y M3) generan riesgos de déficit o sobre-recaudación para el transmisor, mientras que los esquemas de prorrateo (M2 y M4) aseguran el equilibrio financiero exacto. Mediante un score económico robusto que pondera precio efectivo y volatilidad, se estableció que la Metodología 3 constituye la principal referencia económica en todas las carteras analizadas, manteniendo su primera prioridad bajo tres escenarios de ponderación distintos. El análisis de sensibilidad confirmó que los supuestos del modelo son aproximaciones controladas cuya relajación no altera la estrategia de negociación.

Se concluye que no existe una solución única óptima. Se propone una regla de negociación que articula el ranking económico del cliente con la suficiencia de ingresos del transmisor: partiendo de M3 como ancla, se recorre el ranking hasta la primera metodología con recuperación igual o superior al 100 % del VATT residual, que constituye el **piso de cierre** desde la perspectiva del transmisor. El resultado es diferenciado por empresa: en CGE, el piso de cierre es M1 (con 123 % de recuperación); en Chilquinta, Enel y STS, el piso de cierre es M2.

Abstract

The recent migration of regulated customers to the free market regime has triggered a massive reclassification of transmission facilities, shifting assets from the zonal to the dedicated segment. This situation has created a regulatory gap for free customers connected to distribution networks, who face asymmetric tariff negotiations without a standardized methodology to ensure fair pricing.

This study aims to define efficient tariff strategies for this segment. An identification methodology based on graph theory and official database processing (CNE/CEN) was developed to catalog the affected assets and users. Subsequently, four tariff methodologies (M1: Annual Peaks, M2: Connected Power, M3: Daily Peaks, M4: Energy) were modeled and simulated on a case study of 55 real customers over the 2024–2027 period.

Quantitative analysis results demonstrate that Methodology 1 tends to be the most expensive alternative, penalizing customers with low load factors. A revenue sufficiency conflict was also evidenced: fixed-price tariffs (M1 and M3) generate risks of deficit or over-collection for the transmitter, whereas proportional allocation schemes (M2 and M4) ensure exact financial equilibrium. Through a robust economic score that weighs effective price and volatility, Methodology 3 was established as the primary economic reference across all analyzed portfolios, maintaining its first priority under three different weighting scenarios. Sensitivity analysis confirmed that the model assumptions are controlled approximations whose relaxation does not alter the negotiation strategy.

It is concluded that there is no single optimal solution. A negotiation rule is proposed that articulates the client's economic ranking with the transmitter's revenue sufficiency: starting from M3 as the anchor, the ranking is traversed until the first methodology with recovery equal to or greater than 100 % of the residual VATT, which constitutes the **closing floor** from the transmitter's perspective. The result is differentiated by company: for CGE, the closing floor is M1 (with 123 % recovery); for Chilquinta, Enel and STS, the closing floor is M2.

Índice general

Agradecimientos	I
Resumen	II
Abstract	III
Índice general	IV
Índice de figuras	VII
Índice de tablas	IX
1. Introducción	1
1.1. Contexto y motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo principal	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Estructura del documento	3
2. Marco Teórico	5
2.1. Resumen del capítulo	5
2.2. Regulación general del sistema eléctrico chileno	6
2.3. Clasificación de las instalaciones de transmisión	7
2.3.1. Sistemas de transmisión nacional	7
2.3.2. Sistemas de transmisión zonales	8
2.3.3. Sistemas de transmisión dedicados	8
2.3.4. Sistemas de transmisión para polos de desarrollo	8
2.3.5. Sistemas de interconexión internacional	9
2.3.6. Proceso de calificación de los sistemas de transmisión	9
2.4. Valorización y Tarifación de los Sistemas de Transmisión	14
2.4.1. Valor Anual de Transmisión por Tramo	15
2.4.2. Tipos de obras y tratamiento en la valorización	15
2.4.3. Estudio de Valorización	15
2.4.4. Mecanismo de remuneración general de los sistemas de transmisión	16

2.5.	Clientes libres y su relación con instalaciones dedicadas	18
2.5.1.	Limitaciones del marco actual	20
3.	Usuarios de Instalaciones Dedicadas	22
3.1.	Resumen del capítulo	22
3.2.	Levantamiento de infraestructura clasificada como dedicada	23
3.3.	Determinación de clientes libres usuarios de instalaciones dedicadas	24
3.3.1.	Etapa 1: Entrada de Datos y Modelación de la Red	26
3.3.2.	Etapa 2: Algoritmo de Rastreo y Reconstrucción de Ruta	27
3.3.3.	Etapa 3: Integración de Instalaciones de Subestación	27
3.3.4.	Etapa 4: Filtrado y Selección del Universo Dedicado	27
3.3.5.	Resultado Final del Algoritmo	28
3.3.6.	Verificación Manual del Algoritmo	28
3.4.	Estimación del universo de afectados y selección del caso de estudio	29
4.	Metodologías	34
4.1.	Resumen del capítulo	34
4.2.	Alcances del Modelo Propuesto	35
4.3.	Fundamentos Normativos y Económicos	35
4.4.	Metodología 1: Promedio de Máximas Potencias Anuales	37
4.5.	Metodología 2: Asignación Proporcional por Potencia Conectada	38
4.6.	Metodología 3: Promedio Mensual de Máximas Diarias	38
4.7.	Metodología 4: Asignación Proporcional por Energía Consumida	39
4.8.	Demostración de Suficiencia de Ingresos para las metodologías M2 y M4	40
4.8.1.	Cierre Contable Metodología 2 (Potencia Conectada)	40
4.8.2.	Cierre Contable Metodología 4 (Energía)	40
5.	Aplicación de las Metodologías	42
5.1.	Resumen del capítulo	42
5.2.	Fuentes de información	42
5.2.1.	Determinación de los parámetros del VATT	42
5.2.2.	Determinación de la Capacidad Nominal de las Instalaciones	46
5.2.3.	Determinación del Porcentaje de Uso Regulado	47
5.2.4.	Procesamiento de Medidas y Cálculo de Variables Físicas	49
5.2.5.	Supuestos y Consideraciones del Modelo	51
5.2.6.	Análisis de Sensibilidad de los Supuestos del Modelo	51
6.	Análisis de Resultados	56
6.1.	Resumen del capítulo	56
6.2.	Análisis de Magnitud del Peaje	57

6.3.	Análisis de Estabilidad y Variabilidad Temporal	58
6.3.1.	Validación de la Señal de Uso	59
6.4.	Análisis de Suficiencia de Ingresos (Riesgo Transmisor)	60
6.5.	Análisis de Equidad Tarifaria y Factor de Carga	62
6.5.1.	Regla operativa según tipo de cliente (Factor de Carga)	64
6.6.	Impacto Financiero por Empresa Transmisora	70
6.7.	Síntesis Comparativa	71
6.8.	Estrategia de Negociación	72
7.	Conclusiones	74
	Bibliografía	76
	Anexos	78
A.	Resumen ejecutivo	78
A.1.	Introducción	78
A.2.	Marco Teórico	78
A.3.	Usuarios de Instalaciones Dedicadas	78
A.4.	Metodologías	80
A.5.	Aplicación de las Metodologías y Parámetros del Estudio	81
A.6.	Análisis de Resultados	82
A.7.	Estrategia de Negociación	87
A.8.	Conclusiones y Trabajos Futuros	88

Índice de figuras

2.1	Esquema Sistema Eléctrico Nacional. Fuente: Elaboración propia.	7
2.2	Esquema de metodología de calificación de tramos de transmisión. Fuente: Elaboración propia	10
2.3	Posibles escenarios topológicos. Fuente: Elaboración Propia.	11
3.1	Diagrama de flujo de la metodología de identificación y filtrado de tramos. Fuente: Elaboración propia.	25
3.2	Distribución del universo ampliado de agentes (clientes y generadores) vinculados a instalaciones dedicadas, clasificados por barra de retiro. Fuente: Elaboración propia.	30
3.3	Definición del caso de estudio: Distribución de agentes en barras con presencia de clientes Evol Services. Fuente: Elaboración propia.	31
5.1	Proyección de indicadores económicos mediante regresión lineal para el período 2024-2027. Fuente: Elaboración propia.	45
5.2	Diagrama de flujo del procesamiento ETL de los archivos del Balance de Energía. Fuente: Elaboración propia.	49
6.1	Peaje promedio mensual por cliente y metodología. El ordenamiento ascendente según la M1 (curva azul) evidencia que esta metodología actúa sistemáticamente como el techo de costos, mientras que la M4 (curva roja) tiende a minimizar el pago para la mayoría de los usuarios. Fuente: Elaboración propia.	57
6.2	Comportamiento del Coeficiente de Variación (CV) por cliente. Se observa una dicotomía clara: las metodologías estáticas M1/M2 (líneas planas inferiores) ofrecen certidumbre total, mientras que M3/M4 (líneas fluctuantes) transfieren la variabilidad operativa a la factura. Fuente: Elaboración propia.	58
6.3	Distribución estadística de la volatilidad (CV). Las cajas comprimidas de M1/M2 confirman su carácter de costo fijo, en contraste con la dispersión de M3/M4 que depende del perfil de consumo. Fuente: Elaboración propia.	59
6.4	Correlación entre variabilidad física y monetaria. La alineación precisa sobre la recta de identidad ($y = x$) valida que las metodologías M3 y M4 son transparentes y no introducen ruido artificial en la señal de precios. Fuente: Elaboración propia.	60
6.5	Ratio de recuperación de ingresos por tramo (<i>Recaudación/V ATT</i>). Los puntos alineados verticalmente muestran el desempeño de cada metodología para un mismo activo. Se evidencia el riesgo de déficit en la zona izquierda para M1/M3 y la certeza financiera de M2/M4 (línea del 100 %). Fuente: Elaboración propia.	61
6.6	Tendencias del Precio Unitario Efectivo en función del Factor de Carga. Las curvas permiten observar cómo la estructura de cobro de cada metodología modifica la señal económica percibida por clientes con distintos perfiles de uso. Fuente: Elaboración propia.	63

6.7	Trade-off entre precio efectivo y variabilidad por grupo de factor de carga para la cartera analizada de CGE. Cada marcador representa la mediana de la metodología respectiva y las extensiones indican el percentil 90 de ambas variables. Fuente: Elaboración propia.	.65
6.8	Trade-off entre precio efectivo y variabilidad por grupo de factor de carga para la cartera analizada de Enel. La fila superior presenta la escala global y la fila inferior un acercamiento a la zona de mayor concentración de observaciones. Cada marcador representa la mediana y las extensiones su percentil 90. Fuente: Elaboración propia.	.66
6.9	Precio efectivo y coeficiente de variación observados por grupo de factor de carga para la cartera analizada de Chilquinta. Cada punto corresponde a un cliente y metodología específica. Fuente: Elaboración propia.	.66
6.10	Precio efectivo y coeficiente de variación observados por grupo de factor de carga para la cartera analizada de STS. Cada punto corresponde a un cliente y metodología específica. Fuente: Elaboración propia.	.67
6.11	Ratio de recuperación consolidado por empresa transmisora. Se destaca que la M3 (barras verdes) resulta deficitaria para todas las empresas, haciéndola inviable comercialmente a pesar de ser conveniente para el cliente. Fuente: Elaboración propia.	.70
A.1	Definición del caso de estudio: Distribución de agentes en barras con presencia de clientes Evol Services. Fuente: Elaboración propia.	.80
A.2	Peaje promedio mensual por cliente y metodología. El ordenamiento ascendente según M1 evidencia el sobrecosto estructural de esta metodología frente a las alternativas dinámicas. Fuente: Elaboración propia.	.82
A.3	Ratio de recuperación de ingresos por tramo. M2 y M4 convergen exactamente al 100 %, eliminando el riesgo comercial para el transmisor. Fuente: Elaboración propia.	.83
A.4	Tendencias del precio unitario efectivo en función del factor de carga. Fuente: Elaboración propia.	.84
A.5	Trade-off entre precio efectivo y variabilidad por grupo de factor de carga para la cartera de CGE. Los marcadores indican la mediana y las extensiones el percentil 90. Fuente: Elaboración propia.	.84
A.6	Trade-off entre precio efectivo y variabilidad por grupo de factor de carga para la cartera de Enel. La fila superior presenta la escala global y la fila inferior un acercamiento a la zona de mayor concentración. Fuente: Elaboración propia.	.85
A.7	Precio efectivo y coeficiente de variación observados por grupo de factor de carga para la cartera de Chilquinta. Cada punto corresponde a un cliente y metodología específica. Fuente: Elaboración propia.	.85
A.8	Precio efectivo y coeficiente de variación observados por grupo de factor de carga para la cartera de STS. Cada punto corresponde a un cliente y metodología específica. Fuente: Elaboración propia.	.86

Índice de tablas

3.1	Resumen de tramos de transporte según calificación 2024–2027. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CEN (8).	23
3.2	Resumen de tramos de subestaciones según calificación 2024–2027. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CEN (8).	23
3.3	Validación manual de la ruta para la barra de retiro Alhue 023	29
3.4	Resumen del universo ampliado de agentes afectados por uso de instalaciones dedicadas. Fuente: Elaboración propia.	31
3.5	Detalle de barras de retiro, tramos dedicados asociados y distribución de clientes afectados. Fuente: Elaboración propia.	32
4.1	Coeficientes fórmula de indexación VATT. (*)Las instalaciones categorizadas como “Tramos” y “Transformación” corresponden a tramos de transporte. Fuente: Elaboración propia.	37
4.2	Valores base de los índices económicos para indexación. Fuente: Elaboración propia.	37
5.1	Valores base de AVI, COMA y AEIR por tramo dedicado (Moneda: USD, Base Octubre 2017). Fuente: Elaboración propia.	43
5.2	Valores de indexadores utilizados para la actualización del VATT (2024–2027). Fuente: Elaboración propia.	45
5.3	Capacidad nominal de las instalaciones dedicadas y fuente de información. Fuente: Elaboración propia.	47
5.4	Determinación del porcentaje de uso regulado por tramo. Fuente: Elaboración propia	48
5.5	Resumen del análisis de sensibilidad de los supuestos del modelo.	54
6.1	Distribución de clientes de la cartera analizada por grupo de factor de carga y empresa transmisora.	65
6.2	Valores del score económico robusto por metodología y empresa bajo escenarios alternativos de ponderación. El valor mínimo por fila se indica en negrita.	68
6.3	Ranking de metodologías obtenido mediante el score económico robusto bajo escenarios alternativos de ponderación.	69
6.4	Proyección de recaudación anual y composición de aportantes por empresa transmisora. Fuente: Elaboración propia.	71
6.5	Síntesis comparativa de metodologías de tarificación.	71
6.6	Matriz de estrategia de negociación por empresa transmisora.	72
6.7	Scores ajustados por factor de potencia ($\cos \varphi = 0,93$, factor = $1/0,93 \approx 1,075$). M1 y M3 escalan; M2 y M4 invariantes.	73
6.8	Scores ajustados por crecimiento de demanda ($\lambda = 1,05$). M1 y M3 escalan; M2 y M4 invariantes.	73

A.1	Resumen de tramos de transporte según calificación 2024–2027. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CEN (8).	79
A.2	Resumen de tramos de subestaciones según calificación 2024–2027. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CEN (8).	79
A.3	Resumen del universo ampliado de agentes afectados por uso de instalaciones dedicadas. Fuente: Elaboración propia.	79
A.4	Valores del score económico robusto por metodología y empresa bajo escenarios alternativos de ponderación. El valor mínimo por fila se indica en negrita.	86
A.5	Proyección de recaudación anual y composición de aportantes por empresa transmisora. Fuente: Elaboración propia.	87
A.6	Síntesis comparativa de metodologías de tarificación. Fuente: Elaboración propia.	87
A.7	Matriz de estrategia de negociación por empresa transmisora. Fuente: Elaboración propia.	88

1. Introducción

Índice del capítulo

1.1.	Contexto y motivación	1
1.2.	Objetivos	2
1.2.1.	Objetivo principal	2
1.2.2.	Objetivos específicos	2
1.3.	Estructura del documento	3

1.1. Contexto y motivación

La Comisión Nacional de Energía (CNE) clasifica las instalaciones de transmisión en tres categorías: zonales, nacionales y dedicadas. Mientras que las tarifas de las instalaciones zonales y nacionales están reguladas por ley y se calculan para garantizar que las empresas financien el 100 % del Valor Anual de la Transmisión por Tramo (VATT), el cálculo de tarifas para las instalaciones dedicadas requiere un enfoque distinto. Para las instalaciones dedicadas, la CNE establece una valorización y determina la proporción de uso por parte de los clientes regulados, lo que permite fijar una tarifa acorde al uso que estos hacen de dichas instalaciones.

Por ley, los pagos de los clientes libres por el uso de instalaciones dedicadas deben ser acordados mediante contratos bilaterales [1, Art. 76]. La metodología de calificación de instalaciones de transmisión, detallada en el Reglamento [2], ha permitido que algunas instalaciones previamente calificadas como zonales sean reclasificadas como dedicadas, en función de la proporción de uso de los clientes regulados.

En los últimos años, la migración de clientes regulados al régimen libre ha provocado que, durante el proceso de calificación de transmisión del cuatrienio 2020-2023, algunas instalaciones zonales sean reclasificadas como dedicadas. Esto afectó a varios clientes libres conectados a redes de distribución, quienes comenzaron a usar instalaciones dedicadas. En 2022, la empresa CGE Transmisión (CGET), propietaria de dichas instalaciones, inició el proceso para formalizar contratos con los clientes libres, basando su propuesta en que estos debían pagar proporcionalmente por la porción no utilizada por los clientes regulados, con pagos retroactivos desde 2020.

Sin embargo, este método de cálculo generó distorsiones significativas, obligando a algunos clientes libres a pagar hasta tres veces más en peajes que lo que pagan por su consumo, lo

que hizo que estos montos fueran inviables. Ante la falta de acuerdos contractuales, CGET presentó discrepancias ante el Panel de Expertos, solicitando que los clientes libres pagaran el 100 % del VATT. El Panel rechazó esta solicitud, afirmando que esa regla solo aplica a instalaciones de servicio público [3].

Con el apoyo de Evol Services, se acordó establecer una tarifa basada en la proporción de uso, considerando la potencia efectivamente consumida y la capacidad instalada de las instalaciones de transmisión. Este cambio de clasificación de zonales a dedicadas, impulsado por la migración de clientes regulados a libres, afectará aproximadamente a 60 instalaciones de clientes libres asesorados por Evol Services en el cuatrienio 2024-2027, lo que subraya la necesidad de establecer una metodología de tarificación justa. Este estudio propondrá dichas metodologías y evaluará el impacto económico para todas las partes involucradas.

Cabe destacar que los clientes libres de menor tamaño enfrentan mayores dificultades para negociar en un mercado con características monopólicas, por lo que requieren condiciones tarifarias que aseguren un trato proporcional y equitativo al otorgado a los clientes regulados. En este contexto, la reciente Resolución N°58 [4] del Ministerio de Energía, publicada en diciembre de 2024, redujo oficialmente el umbral de potencia conectada de 500 kW a 300 kW para acceder al régimen de cliente libre. Esta medida, respaldada por el Informe N°33/2024 [5] del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, fue considerada una oportunidad para promover la equidad, sostenibilidad y dinamismo del mercado eléctrico, sin representar riesgos significativos para la competencia.

Como consecuencia, se proyecta un aumento importante en el número de clientes libres en este nuevo segmento, lo que a su vez podría incrementar la cantidad de instalaciones calificadas como dedicadas durante los próximos procesos tarifarios. Esta ampliación del universo afectado refuerza la necesidad urgente de contar con metodologías de tarificación claras, justas y replicables, que puedan aplicarse de forma transparente tanto para las empresas transmisoras como para los usuarios libres de distintos tamaños. Este estudio busca contribuir en esa dirección, anticipándose a los desafíos regulatorios y contractuales que surgirán con esta nueva configuración del mercado.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo principal

- Proponer, evaluar y analizar el impacto de distintas metodologías para establecer la tarifa por uso de instalaciones de transmisión dedicadas.

1.2.2. Objetivos específicos

- Analizar la normativa y el marco legal aplicable a la tarificación de las instalaciones de transmisión dedicadas.
- Identificar el grupo de clientes libres asesorados por Evol Services que hacen uso de instalaciones dedicadas según el proceso Cuadrienal 2024-2027.

- Definir metodologías de tarificación de transmisión para estos clientes, considerando principios de proporcionalidad, eficiencia y equidad.
- Calcular los cargos de transmisión para el grupo de clientes libres analizados bajo cada metodología propuesta y comparar su desempeño en términos de magnitud, estabilidad y suficiencia de ingresos.
- Evaluar el impacto económico en los clientes libres y en las empresas transmisoras involucradas, diferenciando por empresa y perfil de consumo.
- Proponer una estrategia de negociación diferenciada por empresa transmisora, articulando la conveniencia económica del cliente con la viabilidad financiera del transmisor.

1.3. Estructura del documento

Este documento se encuentra organizado en varios capítulos que abordan de manera secuencial los aspectos fundamentales del estudio. A continuación, se describe brevemente el contenido de cada capítulo:

- **Introducción** Presenta el contexto general del problema, la motivación del estudio y su relevancia en el marco de los recientes cambios regulatorios. Se expone la situación que enfrentan los clientes libres conectados a redes de distribución respecto al uso de instalaciones de transmisión dedicadas y se plantean los objetivos del estudio.
- **Marco Teórico** Revisa el marco normativo y técnico que regula el sistema de transmisión eléctrica en Chile, incluyendo la clasificación de instalaciones, el rol de los distintos actores del sector, y los mecanismos de tarificación aplicables a clientes regulados y libres. Se identifican además las brechas normativas que justifican la necesidad de este estudio.
- **Determinación de Clientes Libres que hacen uso de las instalaciones dedicadas** Identifica y caracteriza al universo de clientes libres asesorados por Evol Services que, tras el proceso de calificación cuatrienal 2024–2027, utilizan instalaciones clasificadas como dedicadas. Se describe la metodología de rastreo basada en teoría de grafos, incluyendo su validación manual, y los criterios de filtrado utilizados para asociar tramos dedicados a clientes específicos.
- **Metodologías** Propone cuatro metodologías para calcular los peajes por uso de instalaciones dedicadas, considerando principios de proporcionalidad, eficiencia y equidad. Se establece el contrato de modelación que delimita los alcances del estudio, se formulan las expresiones de cálculo para cada metodología y se demuestra algebraicamente la suficiencia de ingresos de las metodologías M2 y M4.
- **Aplicación de las Metodologías y Parámetros del Estudio** Describe las fuentes de información (CEN, CNE) y el procesamiento de datos requerido para la ejecución de los cálculos. Se detallan los parámetros técnicos y económicos utilizados, tales como los Valores Anuales de Transmisión (VATT), capacidades nominales de los tramos y porcentajes de uso regulado. Se incluye además un análisis de sensibilidad que evalúa el impacto de los supuestos adoptados sobre el ranking entre metodologías.

- **Análisis de Resultados** Presenta la evaluación cuantitativa de los peajes obtenidos en cuatro dimensiones: magnitud económica, estabilidad temporal, suficiencia de ingresos y equidad tarifaria. Se desarrolla un score económico robusto que integra precio efectivo y volatilidad para construir un ranking por empresa transmisora, y se formula una regla de negociación que articula dicho ranking con el ratio de recuperación de ingresos del transmisor.
- **Conclusiones** Sintetiza los hallazgos principales del estudio, destacando el rol de cada metodología dentro de la estrategia de negociación diferenciada por empresa transmisora. Se identifican además líneas de trabajo futuro en materia de instalaciones enmalladas y revisión de dictámenes del Panel de Expertos.

2. Marco Teórico

Índice del capítulo

2.1.	Resumen del capítulo	5
2.2.	Regulación general del sistema eléctrico chileno	6
2.3.	Clasificación de las instalaciones de transmisión	7
2.3.1.	Sistemas de transmisión nacional	7
2.3.2.	Sistemas de transmisión zonales	8
2.3.3.	Sistemas de transmisión dedicados	8
2.3.4.	Sistemas de transmisión para polos de desarrollo	8
2.3.5.	Sistemas de interconexión internacional	9
2.3.6.	Proceso de calificación de los sistemas de transmisión	9
2.4.	Valorización y Tarificación de los Sistemas de Transmisión	14
2.4.1.	Valor Anual de Transmisión por Tramo	15
2.4.2.	Tipos de obras y tratamiento en la valorización	15
2.4.3.	Estudio de Valorización	15
2.4.4.	Mecanismo de remuneración general de los sistemas de transmisión	16
2.5.	Clientes libres y su relación con instalaciones dedicadas	18
2.5.1.	Limitaciones del marco actual	20

2.1. Resumen del capítulo

Este capítulo establece los fundamentos normativos y conceptuales necesarios para comprender la problemática tarifaria que afecta a los clientes libres conectados a redes de distribución. Se inicia con una revisión de la estructura regulatoria del sector eléctrico chileno, identificando a los organismos competentes y los cuerpos legales clave, como la Ley General de Servicios Eléctricos y la Ley N°20.936, que reformó el segmento de transmisión.

Posteriormente, se profundiza en la clasificación de las instalaciones de transmisión (nacional, zonal y dedicada), detallando el algoritmo regulatorio definido en el Decreto N°10 que determina su pertenencia a cada segmento. Se explica cómo la aplicación de criterios basados en la proporción de uso ha provocado la reclasificación de activos zonales a dedicados, afectando involuntariamente a usuarios que no participaron en su planificación.

Finalmente, se analiza el marco de valorización y remuneración vigente, contrastando la regulación tarifaria estricta de los servicios públicos con la libertad contractual de los sistemas dedicados. El capítulo concluye exponiendo las limitaciones del marco actual, destacando las

asimetrías de información y poder de negociación que justifican la necesidad de desarrollar metodologías objetivas para la determinación de peajes en este nuevo escenario.

2.2. Regulación general del sistema eléctrico chileno

El marco regulatorio del sector eléctrico chileno se estructura jerárquicamente en torno al Decreto con Fuerza de Ley N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, promulgado el año 2006 (en adelante, LGSE) [1]. Este cuerpo normativo fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N°1 de Minería de 1982, constituyendo la base legal que rige la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el país.

Si bien la LGSE ha sufrido diversas modificaciones, el cambio estructural más relevante para efectos de este estudio fue introducido por la Ley N°20.936 [6], publicada en 2016. Esta ley estableció un nuevo sistema de transmisión eléctrica, redefiniendo la segmentación del transporte y creando nuevas categorías de instalaciones (nacionales, zonales, dedicadas, entre otras).

Para la operatividad de estas disposiciones legales, cobra especial relevancia el Decreto N°10 del Ministerio de Energía, publicado en 2020 [2], de ahora en adelante Reglamento. Este reglamento aprueba las normas de *Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión*. Su importancia radica en que define las metodologías y algoritmos específicos que la autoridad debe aplicar para clasificar las instalaciones. Es la aplicación de los criterios contenidos en este decreto la que permite, por ejemplo, la reclasificación de activos zonales a dedicados, configurando el escenario regulatorio que motiva la presente memoria.

La institucionalidad que administra y fiscaliza este marco normativo se organiza a través de los siguientes organismos:

- **Ministerio de Energía y Comisión Nacional de Energía (CNE):** El Ministerio diseña las políticas públicas y dicta los reglamentos (como el mencionado Decreto 10), mientras que la CNE actúa como el organismo técnico encargado de ejecutar los procesos de planificación, calificación y tarificación definidos en dicho reglamento.
- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):** Organismo fiscalizador creado por la Ley N°18.410, encargado de vigilar el cumplimiento de la normativa y la seguridad de las instalaciones.
- **Coordinador Eléctrico Nacional (CEN):** Entidad técnica e independiente encargada de coordinar la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico nacional. Su mandato es preservar la seguridad del servicio, garantizar la operación más económica y asegurar el acceso abierto a los sistemas de transmisión.
- **Panel de Expertos:** Órgano colegiado y autónomo que dictamina sobre las discrepancias que se suscitan entre las empresas eléctricas y la autoridad, siendo la instancia final para resolver conflictos de interpretación sobre la aplicación del Reglamento y otros cuerpos normativos.

Este entramado regulatorio define las reglas bajo las cuales interactúan los clientes libres y las empresas transmisoras, estableciendo tanto los derechos de propiedad y uso de la infraestructura como los mecanismos para determinar su remuneración.

2.3. Clasificación de las instalaciones de transmisión

La Ley N°20.936 y su Reglamento establecen que las instalaciones de transmisión deben clasificarse en tres categorías principales: instalaciones nacionales, instalaciones zonales e instalaciones dedicadas, a las que se suman los sistemas de transmisión para polos de desarrollo y los sistemas de interconexión internacional. Esta clasificación es fundamental, ya que determina el régimen tarifario aplicable, el tipo de planificación que se utiliza, los responsables de su financiamiento y los mecanismos de pago por parte de los usuarios.

En la figura 2.1 se plantea el esquema general conforme a los segmentos de transmisión que define la Ley N°20.936.

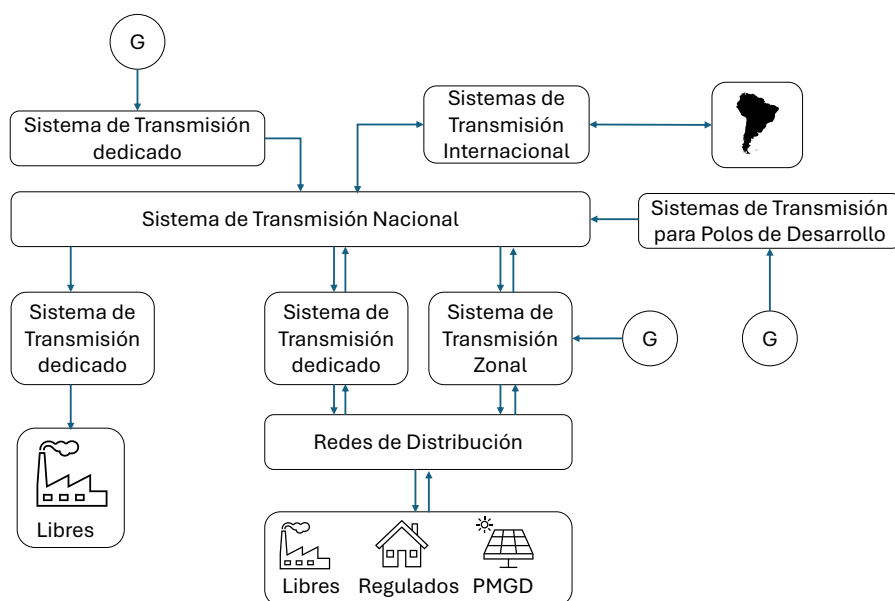


FIGURA 2.1: Esquema Sistema Eléctrico Nacional. Fuente: Elaboración propia.

2.3.1. Sistemas de transmisión nacional

Las instalaciones de transmisión nacional corresponden a aquellas infraestructuras que permiten el transporte de energía entre sistemas regionales o zonas geográficas distantes, asegurando la interconexión del sistema eléctrico a gran escala. Están conformadas por líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de un mercado eléctrico integrado, al interconectar los distintos segmentos de la transmisión y posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema en todos los escenarios de operación.

2.3.2. Sistemas de transmisión zonales

Los sistemas de transmisión zonales están constituidos por líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables dentro de zonas de concesión de distribución, sin perjuicio de que también puedan ser utilizados por clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada. Estas instalaciones son planificadas por la CNE, y su costo es financiado por todos los usuarios del sistema, tanto regulados como libres.

2.3.3. Sistemas de transmisión dedicados

Las instalaciones de transmisión dedicadas corresponden al conjunto de líneas y subestaciones eléctricas radiales que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para transportar energía y potencia desde un grupo reducido de unidades de generación o para el suministro de clientes libres, sin perjuicio de que clientes regulados también puedan hacer uso de ellas. Estas instalaciones están destinadas al uso de uno o varios usuarios específicos, sin configurarse como un servicio público general, y por lo tanto, no se incluyen en los procesos de planificación centralizada del sistema eléctrico.

El transporte por los sistemas de transmisión dedicados está sujeto a la coordinación del CEN para efectos operativos, pero los derechos de uso son definidos mediante contratos entre los propietarios de las instalaciones y los usuarios, lo que mantiene la libertad de acuerdos entre privados para la materialización de estos proyectos. El costo de uso debe ser cubierto directamente por los usuarios involucrados a través de dichos contratos bilaterales con la empresa transmisora. En el caso de clientes regulados, la CNE fija tarifas proporcionales por el uso de estas instalaciones. No obstante, para los clientes libres, la ley establece que las condiciones deben ser pactadas entre las partes.

Las dificultades que ha generado esta libertad de negociación en la práctica, particularmente en presencia de asimetrías de información o poder de negociación, se deben, en gran parte, al proceso de calificación de instalaciones. Si bien la naturaleza de las instalaciones dedicadas responde normalmente a la necesidad de un usuario específico, que acuerda con la empresa transmisora su construcción y financiamiento, puede ocurrir que, producto del proceso de calificación de los sistemas de transmisión, ciertas líneas originalmente clasificadas como nacionales o zonales pasen a ser consideradas como dedicadas. En estos casos, los usuarios (clientes libres) que hacen uso de tales instalaciones no participaron en su creación, pero quedan igualmente obligados a negociar condiciones de uso, muchas veces en contextos poco equitativos.

2.3.4. Sistemas de transmisión para polos de desarrollo

Los sistemas de transmisión para polos de desarrollo corresponden a un nuevo segmento del sistema de transmisión, cuyo objetivo es viabilizar proyectos de generación renovable ubicados en zonas geográficamente identificables, que por sí mismos no cuentan con la capacidad económica para desarrollar inversiones que justifiquen sistemas de transmisión dedicados. Sin embargo, dado que estas fuentes de generación producen energía de forma eficiente y limpia, su incorporación en la matriz eléctrica es de interés público. Por ello, mediante la

planificación centralizada, se identifican e impulsan estos sistemas que permiten evacuar la energía hacia otros sistemas de transmisión, posibilitando así la participación de estas fuentes en el mercado eléctrico. Estos sistemas estarán constituidos por líneas y subestaciones eléctricas destinadas al transporte de la energía generada desde los polos de desarrollo hacia el sistema de transmisión principal, promoviendo además un uso eficiente del territorio nacional.

Cabe señalar que, hasta la fecha, aún no existen instalaciones en operación clasificadas como sistemas de transmisión para polos de desarrollo.

2.3.5. Sistemas de interconexión internacional

Los sistemas de interconexión internacional estarán constituidos por líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar energía eléctrica para efectos de posibilitar su exportación o importación desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en el territorio nacional. Este nuevo segmento de instalaciones ha sido concebido para habilitar futuros intercambios internacionales de energía, y su desarrollo se fundamenta en el alto potencial solar existente en la zona norte del país, que, de aprovecharse plenamente, podría convertir a Chile en un exportador de energía eficiente y con bajos costos operacionales. El desarrollo de este tipo de sistemas deberá estar respaldado por argumentos que aseguren la viabilidad y seguridad de las inversiones en el largo plazo.

2.3.6. Proceso de calificación de los sistemas de transmisión

Para proceder al cálculo del valor anual de las instalaciones de transmisión nacionales, zonales, para polos de desarrollo y del pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicadas utilizadas por parte de usuarios sometidos a regulación de precios, la CNE debe previamente determinar qué instalaciones conforman cada uno de estos segmentos.

Esta calificación se realiza de forma conjunta para todos los segmentos de transmisión y no mediante procesos independientes. Dicha calificación tiene lugar cada cuatro años, antes del estudio de valorización, y sus resultados se fijan mediante una resolución exenta, sin requerir la emisión de un decreto.

Entre un proceso y otro, puede haber instalaciones que cambien de segmento, pasando por ejemplo de nacional, zonal o polos de desarrollo a dedicadas, o viceversa. Estos cambios se determinan según el estudio y aplicación de la metodología de calificación de instalaciones. Cabe señalar que las líneas y subestaciones eléctricas calificadas solo pueden pertenecer a un único segmento del sistema de transmisión.

El proceso de calificación también permite agrupar áreas territoriales para conformar los respectivos sistemas de transmisión zonales. Esta agrupación, así como la incorporación de líneas y subestaciones a dichos sistemas, debe mantenerse por al menos tres períodos tarifarios, salvo que dichas instalaciones sean calificadas posteriormente en otro segmento distinto al zonal.

Adicionalmente, la CNE tiene la potestad de definir la desconexión de aquellas líneas y subestaciones que no resulten necesarias para el sistema eléctrico, considerando los antecedentes

que surjan de los procesos de planificación de la transmisión.

El Reglamento establece la metodología para clasificar las instalaciones y se compone de cuatro etapas: **Análisis de Instalaciones Radiales**, **Análisis de Instalaciones Enmalladas**, **Análisis de Continuidad y Calificación por Aseguramiento de Remuneración**. Como el alcance de este trabajo no contempla una exploración en profundidad de dicho procedimiento, a continuación se mencionan las etapas del proceso de calificación y una descripción general de sus componentes, poniendo mayor énfasis en la primera etapa, que es la etapa donde ocurre la calificación de tramos que afecta a clientes libres conectados a redes de distribución.

La figura 2.2 muestra un esquema con las etapas sucesivas del proceso de calificación de los sistemas de transmisión. En ella se observa que la primera etapa califica exclusivamente instalaciones de los sistemas dedicados y zonales, mientras que las etapas siguientes pueden derivar en la calificación de cualquier tipo de sistema.

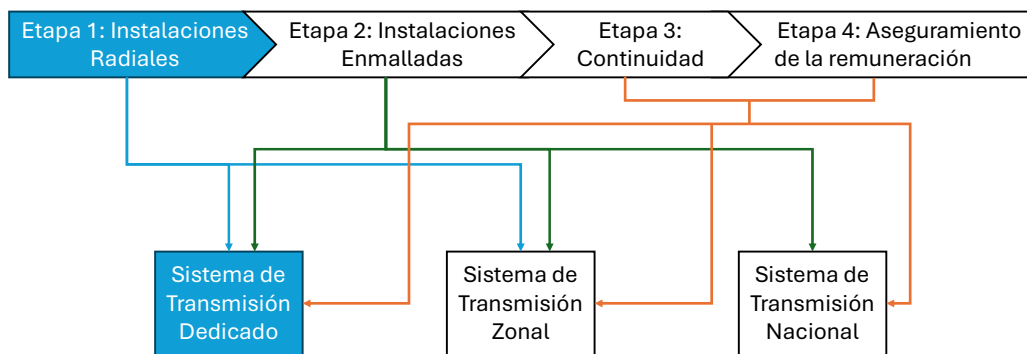


FIGURA 2.2: Esquema de metodología de calificación de tramos de transmisión. Fuente: Elaboración propia

2.3.6.1 Etapa 1: Análisis de Instalaciones Radiales

En esta etapa se detectan aquellas instalaciones radiales. Las instalaciones radiales son aquellas líneas o tramos de infraestructura eléctrica que conectan un punto de suministro o retorno a la red principal sin formar parte de una malla, es decir, sin rutas alternativas o redundantes de conexión. Estas pueden ser de uso exclusivo o mixto. La comisión puede considerar como instalaciones radiales a aquellas instalaciones enmalladas cuya capacidad de transporte no sea suficiente para inyectar la capacidad máxima de las centrales o retirar la demanda máxima conectada en tales instalaciones de transmisión. Dicho de otra manera, en estos casos se modelan como instalaciones que operan abiertas de forma de dejar radiales las instalaciones cercanas.

En las instalaciones de uso exclusivo se tienen las siguientes opciones de uso:

- El suministro de energía eléctrica a usuarios sometidos a regulación de precios.
- El suministro de energía a usuarios no sometidos a regulación de precios.
- El uso de sistemas de almacenamiento que no correspondan a infraestructura asociada a

los sistemas de transmisión.

- La inyección de la producción de centrales generadoras al Sistema Eléctrico Nacional.

En el primer caso, las instalaciones son calificadas como zonales, mientras que en los tres casos siguientes, las instalaciones son calificadas como dedicadas.

Por otro lado, para la calificación de instalaciones radiales de uso mixto se definen previamente dos umbrales β y α que permiten determinar si la instalación será parte del sistema de transmisión dedicado o zonal, según el escenario topológico que se presente. En la figura 2.3 se presentan los dos posibles escenarios topológicos.

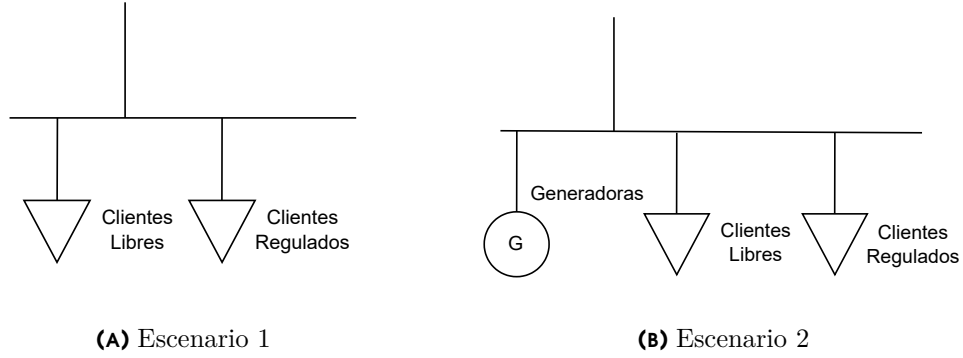


FIGURA 2.3: Posibles escenarios topológicos. Fuente: Elaboración Propia.

En el escenario 1, se define el umbral β 2.1 como el cociente entre la participación de clientes libres sobre clientes regulados a la mitad del periodo tarifario en cuestión, de forma tal que, al aplicar exclusivamente la tasa de crecimiento de la demanda regulada, la participación a 20 años plazo sea de 51 % cliente libre y 49 % cliente regulado, es decir, la demanda libre se considera constante. Por su parte, en el escenario 2, se define el umbral α 2.2 como cociente entre la participación de generadores sobre clientes a la mitad del periodo tarifario en cuestión, de forma tal que, al aplicar exclusivamente la tasa de crecimiento de la demanda, tanto libre como regulada, la participación a 20 años plazo sea 51 % cliente libre y 49 % cliente regulado, es decir, la capacidad instalada de generación se considera constante.

$$\beta = \frac{\text{Participación Clientes Libres}}{\text{Participación Clientes Regulados}} \quad (2.1)$$

$$\alpha = \frac{\text{Participación Generadores}}{\text{Participación Clientes Libres y Regulados}} \quad (2.2)$$

Con estos dos umbrales definidos se procede a calificar las instalaciones radiales de uso mixto, en conformidad con los siguientes criterios:

- (a) Si la instalación está dispuesta para el suministro de energía a clientes libres y para inyecciones de generadoras será calificada como dedicada
- (b) Si la instalación está dispuesta para clientes libres y regulados (escenario 1) será clasificada según:

$$\beta \leq \frac{P_{Libre}}{P_{reg}} \rightarrow \text{dedicado} \quad \beta > \frac{P_{libre}}{P_{reg}} \rightarrow \text{zonal}$$

- (c) Si la instalación está dispuesta para el suministro de energía a clientes libres, clientes regulados y para inyecciones de generación (escenario 2) será clasificada según:

$$\alpha \leq \frac{P_{gen}}{P_{Libre} + P_{reg}} \rightarrow \text{dedicado}$$

Si no se cumple la condición se debe evaluar lo siguiente:

$$\alpha > \frac{P_{gen}}{P_{Libre} + P_{reg}} \quad y \quad \beta \leq \frac{P_{Libre}}{P_{reg}} \rightarrow \text{dedicado}$$

$$\alpha > \frac{P_{gen}}{P_{Libre} + P_{reg}} \quad y \quad \beta > \frac{P_{libre}}{P_{reg}} \rightarrow \text{zonal}$$

Estos criterios se aplican de forma iterativa desde los puntos de retiro (escenarios 1 y 2) hacia aguas arriba, abarcando todos los tramos que conforman instalaciones radiales, hasta alcanzar un nodo que forme parte de una red enmallada. De este modo, se logra la calificación completa de todas las instalaciones radiales.

2.3.6.2 Etapa 2: Análisis de Instalaciones Enmalladas

Esta etapa tiene por objetivo clasificar aquellas instalaciones que permiten el transporte de energía eléctrica entre subestaciones a través de múltiples trayectorias posibles. A diferencia de las instalaciones radiales, estas conforman redes enmalladas, por lo que su análisis requiere criterios adicionales según el tipo de instalación y su nivel de tensión.

Tramos de transformación.

Se clasifican como instalaciones del sistema de transmisión nacional, zonal o dedicado según la proporción de capacidad de los tramos de transporte conectados. Si más del 50 % de la capacidad conectada corresponde a un segmento, el tramo de transformación adopta esa misma calificación.

Tramos de transporte.

La clasificación de estos tramos depende de su nivel de tensión y del impacto que su operación o prescindencia genera sobre el sistema:

- **Tramos ≥ 500 kV:** Se califican directamente como parte del Sistema de Transmisión Nacional, ya sea por operar a ese nivel o haber sido diseñados para ello.

- **Tramos entre 220 kV y 500 kV:** Se analizan mediante prescindencia, evaluando si su ausencia genera:

- Aumento significativo en los costos marginales,
- Energía no suministrada en múltiples subestaciones,
- Disminución en la seguridad del abastecimiento, o
- Impacto en los perfiles de tensión.

Si el tramo no puede ser calificado por esos criterios, se aplica un análisis de direccionalidad de flujos: si el flujo es bidireccional, se clasifica como Nacional; si es unidireccional, como Zonal.

- **Tramos < 220 kV:** Se evalúan con los siguientes criterios secuenciales:

1. **Proporción de uso por tipo de usuario:** Para este criterio, se deben calcular los factores de participación denominados Generalized Load Distribution Factors (GLDF), los cuales permiten estimar qué proporción del flujo en un tramo es atribuible a la demanda de cada tipo de usuario. Estos factores actúan como indicadores para determinar si una instalación es utilizada esencialmente por clientes regulados o por clientes libres.

Una vez obtenidos los GLDF, se compara la proporción de uso de la instalación en estudio con el umbral definido por la demanda máxima de clientes regulados (β). Si la participación atribuida a clientes regulados es superior a dicho umbral, el tramo se clasifica como parte del Sistema de Transmisión Zonal.

Por otro lado, si la participación asociada a clientes no sometidos a regulación de precios es igual o superior al 90 %, se entiende que la instalación está esencialmente dispuesta para el suministro de clientes libres y que su operación no genera impactos o modificaciones relevantes en el resto del sistema. En ese caso, el tramo debe clasificarse como parte del Sistema de Transmisión Dedicado.

2. **Prescindencia:** Si su ausencia impide el suministro a clientes regulados, se clasifica como Zonal.
3. **Aumento de costos marginales:** Se califica como Zonal si la prescindencia genera alzas relevantes en subestaciones que abastecen a clientes regulados.
4. **Proximidad eléctrica:** Si no es posible aplicar los análisis anteriores, se adopta la calificación de los tramos calificados más cercanos eléctricamente.

2.3.6.3 Etapa 3: Análisis de Continuidad

El objetivo de esta etapa es asegurar que los sistemas de transmisión nacional y zonal formen conjuntos eléctricamente continuos, es decir, que las instalaciones calificadas dentro de cada segmento estén conectadas entre sí sin interrupciones o fragmentaciones.

Primero, se identifican las instalaciones que permiten la conexión entre tramos calificados

previamente como parte del Sistema de Transmisión Nacional. Si existen instalaciones que permiten dicha continuidad, pero fueron clasificadas inicialmente en otro segmento, su calificación se modifica, adscribiéndolas al sistema nacional con el fin de garantizar su continuidad estructural.

A continuación, se realiza el mismo análisis para el Sistema de Transmisión Zonal. En este caso, las instalaciones que conectan tramos zonales también deben pertenecer al mismo segmento para mantener su coherencia operativa. En caso de que hayan recibido una calificación distinta en etapas previas, estas instalaciones deben cambiar su calificación y ser adscritas al sistema zonal. No obstante, esta reasignación solo puede realizarse si no interrumpe la continuidad ya establecida del Sistema de Transmisión Nacional.

Este procedimiento permite corregir inconsistencias derivadas de la aplicación secuencial de los criterios anteriores, garantizando que cada segmento forme un conjunto continuo y eléctricamente conectado.

2.3.6.4 Etapa 4: Calificación por Aseguramiento de Remuneración

Esta etapa tiene por objetivo asegurar la adscripción regulatoria de aquellas instalaciones cuya ejecución haya sido mandatada por decreto en el marco de los planes de expansión, así como establecer reglas para la clasificación transitoria de nuevas instalaciones.

Una vez completado el análisis de continuidad, se identifican las instalaciones cuya construcción fue licitada conforme a la normativa vigente. Estas instalaciones deben mantener su adscripción al segmento de transmisión señalado en el respectivo decreto, independientemente de la calificación técnica obtenida en las etapas anteriores. Esta adscripción se mantiene de forma obligatoria durante cinco períodos tarifarios consecutivos desde su entrada en operación.

Adicionalmente, se establece la calificación transitoria de aquellas instalaciones que entren en operación durante el período tarifario en curso, aplicando las siguientes reglas:

1. Las instalaciones que interconecten dos instalaciones de transmisión nacionales se adscriben transitoriamente al Sistema de Transmisión Nacional.
2. Las instalaciones que interconecten una instalación nacional con una zonal, o dos instalaciones zonales entre sí, se adscriben transitoriamente al Sistema de Transmisión Zonal.
3. Las instalaciones radiales que abastezcan subestaciones primarias de distribución se adscriben transitoriamente al Sistema de Transmisión Zonal.
4. Las instalaciones que no cumplan con las condiciones anteriores se adscriben transitoriamente conforme a lo que determine la CNE.

2.4. Valorización y Tarificación de los Sistemas de Transmisión

El proceso de valorización y tarificación de los sistemas de transmisión tiene como finalidad establecer la remuneración justa para los propietarios de las instalaciones y definir los cargos

que deben pagar los usuarios por su utilización. Esta remuneración se calcula para todos los segmentos del sistema de transmisión (nacional, zonal, polos de desarrollo y dedicado) y se actualiza cada cuatro años mediante un estudio coordinado por la CNE.

2.4.1. Valor Anual de Transmisión por Tramo

Para cada tramo del sistema se determina un Valor Anual de Transmisión por Tramo ($VATT_i$), el cual representa la base para el cálculo de los cargos de transmisión. Este valor se compone de los elementos de la ecuación 2.3.

$$VATT_i = AVI_i + COMA_i + AEIR_i \quad (2.3)$$

Donde:

- $VATT_i$ [\$]: Corresponde al valor anual de transmisión del tramo (i).
- AVI_i [\$]: Corresponde a la anualización del valor de inversión del tramo (i), considerando la vida útil y tasa de descuento.
- $COMA_i$ [\$]: Corresponde al costo de mantenimiento y administración de la empresa eficiente, asignado al tramo (i).
- $AEIR_i$ [\$]: Corresponde a la valorización del ajuste por efecto del impuesto asociado al tramo (i).

2.4.2. Tipos de obras y tratamiento en la valorización

El tratamiento de la valorización depende del origen de las instalaciones. Se distinguen tres tipos principales:

- **Obras nuevas:** Corresponden a instalaciones adjudicadas mediante procesos de licitación. Durante sus primeros cinco períodos tarifarios, su VATT se determina directamente a partir de la anualidad adjudicada en la licitación, sin necesidad de valorización adicional en el estudio. Una vez transcurrido ese plazo, pasan a valorizarse como obras existentes.
- **Obras de ampliación:** También se incorporan por licitación. Su VATT se calcula durante los primeros cinco períodos tarifarios en base al Valor de Inversión (VI) adjudicado, anualizado según la vida útil y tasa de descuento definidas, sumando el COMA y el AEIR. Al igual que las obras nuevas, pasado ese período se valorizan como obras existentes.
- **Obras existentes:** Incluyen aquellas instalaciones que no fueron adjudicadas por licitación o que ya cumplieron el período de referencia. Estas sí son valorizadas directamente en el Estudio de Valorización, mediante el cálculo de un VI eficiente basado en características técnicas y valores de mercado, al que se suman el COMA y el AEIR para obtener el VATT.

2.4.3. Estudio de Valorización

El Estudio de Valorización es desarrollado por una empresa consultora, bajo la coordinación de la CNE, y tiene una vigencia de cuatro años. Su objetivo es determinar los VATT de cada

tramo para los distintos segmentos del sistema de transmisión.

El proceso se inicia con la publicación de las bases técnicas preliminares, las cuales contienen, entre otros aspectos: la tasa de descuento aplicable, el modelo de valorización, los criterios para considerar economías de escala y la metodología para determinar el uso proporcional de instalaciones dedicadas por parte de usuarios regulados. Estas bases pueden ser observadas por agentes interesados, y en caso de controversias, pueden ser sometidas al Panel de Expertos.

Una vez resueltas las observaciones, se publican las bases técnicas definitivas y se adjudica la elaboración del estudio por licitación. El estudio debe realizarse en un plazo máximo de ocho meses y es financiado por los usuarios finales a través del componente COMA de los cargos de transmisión.

Finalizado el estudio, la CNE realiza una audiencia pública para presentar los resultados y luego publica un informe técnico preliminar. Tras un nuevo proceso de observaciones y resolución de discrepancias, se emite el informe técnico definitivo, que es enviado al Ministerio de Energía.

Con base en este informe, el Ministerio dicta un decreto supremo que fija los VATT para cada tramo e instalación, cubriendo todos los segmentos (nacional, zonal, polos de desarrollo y dedicados en proporción al uso regulado). Este decreto rige por un período de cuatro años, entregando estabilidad regulatoria y certeza para los inversionistas del sistema de transmisión.

2.4.4. Mecanismo de remuneración general de los sistemas de transmisión

Uno de los cambios más relevantes introducidos por la Ley N°20.936 en la regulación del segmento de transmisión fue la modificación del esquema de asignación de responsabilidades de uso y pago de los sistemas de transmisión. A partir de esta ley, se implementó un esquema de estampillado, mediante el cual la totalidad del costo de las instalaciones de transmisión es asignada a los clientes, tanto regulados como libres, eliminando la participación de los generadores en el mecanismo de remuneración.

El término estampillado hace referencia al sistema de tarificación utilizado antiguamente por los servicios postales, donde el costo del envío se determinaba por el tamaño del paquete y no por la distancia recorrida. De manera análoga, en el sistema eléctrico, el estampillado implica establecer un cargo único por unidad de energía consumida \$/kWh, calculado en función del tamaño del consumo y no de su ubicación geográfica. En este nuevo contexto, se dejan de lado las señales locacionales como criterio para la asignación de costos, promoviendo una distribución más uniforme de los mismos.

2.4.4.1 Cargos únicos de transmisión

El mecanismo de cargos únicos permite que los costos de las instalaciones de transmisión calificadas como nacionales o zonales sean recuperados de manera uniforme por sus propietarios, a través de pagos efectuados por los usuarios finales del sistema eléctrico.

Los cargos únicos corresponden a valores monetarios unitarios \$/kWh, diferenciados por zona o segmento, que se calculan semestralmente sobre la base de:

- los VATT fijados por la CNE,
- los ingresos tarifarios reales del semestre anterior, lo que se define como la valorización de pérdidas de energía y potencia en los tramos de transmisión, determinadas en función de los balances de transferencias reales realizados por el CEN,
- y los saldos generados (positivos o negativos) el semestre anterior, que resultan de diferencias en estimaciones previas, como las proyecciones de demanda.

Estructura general del cargo único

Para cada segmento del sistema se define un cargo único que considera lo siguiente:

$$\text{Cargo Único}_{(i)} = \frac{\frac{\sum VATT_{(i)}}{2} - IT_{(i-1)} + Saldos_{(i-1)}}{DDA_{sistema(i)}} \quad (2.4)$$

Donde:

- $\sum VATT_{(i)}$: Corresponde a la suma de los valores anuales de transmisión por tramo del segmento respectivo (dividido en dos porque son evaluaciones semestrales).
- $IT_{(i-1)}$: corresponde a los ingresos tarifarios reales producidos a partir de la operación económica del sistema en el semestre anterior (i-1). Esta información es determinada por el CEN y enviada a la CNE para efectos de cálculo.
- $Saldos_{(i-1)}$: Corresponde a los saldos positivos o negativos que se generaron el semestre anterior (i-1) a la determinación del cálculo del cargo único, y que se producen producto de diferencias por la estimación de $DDA_{sistema(i)}$ u otras variables que pudiesen actualizar el cálculo.
- $DDA_{sistema(i)}$: Energía total semestral proyectada en el sistema o zona correspondiente.

Cabe destacar que, si bien la Ley N°20.936 establece este mecanismo general de remuneración, algunos esquemas anteriores se mantuvieron vigentes de forma transitoria. Esto requirió una integración coherente entre los mecanismos antiguos y el nuevo sistema de cargos únicos, en tanto se avanza hacia la completa implementación del modelo actual.

Cargo único nacional

El cargo único nacional financia las instalaciones del sistema de transmisión nacional. Si bien actualmente se calcula como un único valor por kWh, este cargo se descompone en subcomponentes correspondientes a distintas agrupaciones de instalaciones o tramos. Esta desagregación tiene origen en la transición desde el esquema previo a la Ley N°20.936, cuando los pagos se hacían tramo a tramo y bajo metodologías diversas.

El total del cargo nacional es asumido por todos los usuarios finales del sistema, con independencia de su ubicación geográfica, dado que estas instalaciones benefician al sistema en su conjunto.

Cargos únicos zonales

Los cargos únicos zonales financian las instalaciones calificadas dentro de cada sistema de transmisión zonal. El costo zonal se asigna a los usuarios ubicados en esa zona. Cada zona tiene su propio cargo, calculado con la misma lógica general 2.4, pero usando sólo los VATT, ingresos y demanda de su territorio.

Transmisión dedicada y polos de desarrollo

En el caso de las instalaciones de transmisión dedicada. Cuando estas instalaciones son de uso exclusivo por parte de clientes libres, no se determina un cargo único, y el financiamiento debe ser pactado directamente entre el cliente y el propietario de las instalaciones, conforme a acuerdos bilaterales o mediante la figura de acceso abierto.

Sin embargo, cuando se trata de instalaciones de uso mixto, es decir, utilizadas tanto por clientes libres como por usuarios regulados, el Estudio de Valorización determina un VATT proporcional al uso de los clientes regulados. Este valor se incorpora a los cargos únicos del sistema (siguiendo la misma estructura de la ecuación 2.4), de manera que todos los clientes regulados financian esa porción mediante un cargo único semestral. Por su parte, los clientes libres que hacen uso de dichas instalaciones deben pactar sus tarifas directamente con el propietario, fuera del esquema de cargo único.

En el caso de los sistemas de transmisión para polos de desarrollo, también se contempla la aplicación de un cargo único a los clientes finales. Este cargo se calcula con la misma estructura general 2.4.

Sin embargo, los VATT considerados deben ponderarse por la proporción de capacidad no utilizada por las centrales generadoras conectadas al polo. Es decir, se asigna a los clientes la parte del costo que no está siendo cubierta por generadores, bajo el supuesto de que estos sistemas serían construidos con holgura para facilitar el desarrollo de generación en determinadas zonas.

2.5. Clientes libres y su relación con instalaciones dedicadas

Los clientes libres, conforme a lo establecido en la LGSE, son aquellos consumidores no sujetos a precios regulados, lo que les permite contratar libremente su suministro eléctrico con comercializadoras o generadoras, en condiciones pactadas bilateralmente. Esta categoría de clientes se determina en función de su potencia conectada:

- Clientes con potencia menor a 300 kW solo pueden ser regulados.

- Entre 300 kW y 5.000 kW pueden optar entre régimen libre o regulado.
- Desde los 5.000 kW en adelante deben ser obligatoriamente clientes libres.

El espíritu original de la figura del cliente libre apuntaba a grandes consumidores industriales, como el sector minero, que requerían conexión directa a la red troncal del sistema eléctrico. En ese contexto, surgió el concepto de *instalaciones de transmisión dedicadas*: líneas construidas a medida para abastecer específicamente a uno o más clientes que requerían conexión directa, quienes además participaban en el diseño y financiamiento de estas infraestructuras, acordando posteriormente los pagos con los transmisores por medio de contratos privados.

Sin embargo, en la última década se ha producido una importante migración de clientes regulados hacia el régimen libre, particularmente en el segmento de medianos consumidores conectados a redes de distribución. Este fenómeno ha tenido efectos inesperados en el régimen de transmisión, ya que la Ley y el Reglamento actual no distinguen entre clientes libres conectados a redes de transmisión y aquellos conectados a redes de distribución.

Como resultado de este vacío normativo, algunos tramos originalmente planificados como parte del sistema zonal, diseñados para abastecer principalmente a demanda regulada, han cambiado de calificación a sistemas dedicados, debido al incremento de la proporción de clientes libres conectados aguas abajo. Esta reclasificación se basa en un guarismo definido en el reglamento de calificación, que establece que una instalación será considerada dedicada si más del 51 % de la energía retirada desde dicha infraestructura corresponde a clientes libres proyectados a 20 años. Proceso detallado en [2.3.6.1](#)

De este modo, muchos clientes libres en distribución han comenzado a hacer uso indirecto de instalaciones dedicadas sin haberlo solicitado ni participado en su planificación, y muchas veces sin siquiera estar físicamente conectados a esos tramos. Se trata de un *acceso abierto forzoso e indirecto*, lo que implica que dichos clientes deben negociar contratos de peaje directamente con los transmisores, a pesar de no haber escogido voluntariamente utilizar dichas infraestructuras.

Este fenómeno rompe con el principio fundacional del sistema de transmisión dedicado, donde la construcción y uso de la infraestructura eran voluntarios y acordados entre partes interesadas, trasladando el costo de decisiones ajenas al cliente. Por ejemplo, el cambio en la proporción de consumo libre/regulado en un mismo punto de conexión puede generar una reclasificación que transforma un tramo zonal en dedicado, obligando a los clientes libres existentes a asumir mayores costos de peaje, sin modificar el servicio que reciben.

En consecuencia, los clientes libres conectados a redes de distribución enfrentan un escenario altamente incierto y complejo en su relación con las instalaciones dedicadas: deben negociar en condiciones desiguales, asumen costos por infraestructura no solicitada y enfrentan un tratamiento normativo equivalente al de grandes consumidores, a pesar de tener características y capacidades muy distintas.

2.5.1. Limitaciones del marco actual

El marco regulatorio vigente presenta limitaciones relevantes para los clientes libres conectados a redes de distribución, especialmente en relación con su vinculación a instalaciones de transmisión dedicadas. Estas limitaciones afectan la transparencia, la estabilidad y la equidad del sistema, tal como se describe a continuación:

- **Falta de diferenciación entre tipos de clientes libres:** La normativa no distingue entre clientes libres conectados a transmisión y aquellos conectados a distribución, tratándolos de forma homogénea a pesar de sus diferencias técnicas, operativas y contractuales. Esto impacta especialmente a clientes de menor escala que no cuentan con herramientas técnicas o jurídicas para negociar condiciones en igualdad con los transmisores.
- **Volatilidad en la calificación de instalaciones:** La clasificación de una línea como dedicada depende de la proporción proyectada de uso por parte de clientes libres a 20 años. Este enfoque ha generado situaciones en que pequeñas variaciones proyectadas provocan cambios significativos de calificación (por ejemplo, de zonal a dedicada), afectando los costos de clientes que no han cambiado su comportamiento ni solicitado una infraestructura diferente.
- **Desconexión entre calificación y función original de las instalaciones:** El criterio predominante se basa en el uso proyectado, sin considerar la función para la cual fue diseñada la infraestructura ni el contexto en que fue construida. Esto ha llevado a reclasificar como dedicadas líneas que fueron planificadas y construidas bajo esquemas anteriores (ex zonales), incluso cuando no cumplen una función exclusiva ni particular.
- **Poca claridad normativa en la remuneración de instalaciones dedicadas:** A diferencia de las instalaciones nacionales y zonales, que deben ser remuneradas anualmente mediante cargos definidos por la autoridad en función del VATT, las instalaciones dedicadas no están sujetas a este mismo esquema. En el Reglamento [2, Art. 136] se establece que el transporte por sistemas dedicados debe regirse por contratos privados entre usuarios y propietarios, y que el pago por uso debe calcularse en base a un valor de transmisión anual respaldado técnicamente. Sin embargo, no se exige que se remunere necesariamente el 100 % del VATT, lo que ha generado interpretaciones abusivas por parte de algunas transmisoras, quienes han pretendido trasladar la totalidad de la inversión al resto de los usuarios libres.
- **Asimetrías de información y capacidad de negociación:** La falta de estandarización tarifaria para sistemas dedicados obliga a los clientes a negociar condiciones sin referencias claras ni elementos comparables al tener que pactar acuerdos privados. Esto agrava la posición de desventaja de los clientes libres en distribución, quienes muchas veces no comprenden lo que se les está cobrando y requieren asesoría técnica especializada para verificar la razonabilidad de los montos.
- **Inexistencia de mecanismos para evitar la transferencia de riesgo regulatorio:** Las modificaciones normativas del sector transmisión han transformado obras originalmente zonales en instalaciones dedicadas bajo una lógica nueva. No obstante, muchas de estas obras fueron planificadas por transmisores bajo el esquema previo (Ley N°19.940 [7]), sin participación del usuario final. Bajo este contexto, no corresponde que los clientes

actuales deban financiar en su totalidad activos definidos unilateralmente por privados y que no necesariamente representan una solución óptima para los usuarios.

- **Imposibilidad de prescindir del servicio monopolístico:** Los clientes libres en distribución, al igual que otros usuarios, dependen de las instalaciones de transmisión para acceder al servicio público de distribución. En este contexto:
 1. No pueden recibir un trato discriminatorio respecto del servicio prestado, debiendo los transmisores mantener los mismos estándares de seguridad y calidad.
 2. No pueden pagar tarifas diferentes por un mismo servicio con igual nivel de prestación técnica.
 3. No pueden evitar el uso de estas instalaciones, dado que no existen alternativas competitivas para acceder a la red de distribución.
- **Incompatibilidad del criterio de calificación con un mercado totalmente libre:** El actual criterio de calificación de instalaciones de transmisión se basa en la proporción proyectada de demanda libre versus regulada. Si en el futuro se eliminara el límite de potencia y todos los clientes pasaran a ser libres, este guarismo conduciría a que prácticamente todas las instalaciones zonales fueran reclasificadas como dedicadas, incluso si continúan cumpliendo una función estructural y compartida en el sistema. Esto revela una limitación conceptual del marco actual, ya que utiliza la naturaleza contractual del usuario como base para la calificación, en lugar de criterios técnicos, topológicos o funcionales. De no corregirse, este diseño podría desnaturalizar el rol de las redes zonales, trasladando su financiamiento a contratos privados y afectando la coherencia del sistema tarifario.

3. Usuarios de Instalaciones Dedicadas

Índice del capítulo

- 3.1. Resumen del capítulo 22
- 3.2. Levantamiento de infraestructura clasificada como dedicada 23
- 3.3. Determinación de clientes libres usuarios de instalaciones dedicadas 24
 - 3.3.1. Etapa 1: Entrada de Datos y Modelación de la Red 26
 - 3.3.2. Etapa 2: Algoritmo de Rastreo y Reconstrucción de Ruta 27
 - 3.3.3. Etapa 3: Integración de Instalaciones de Subestación 27
 - 3.3.4. Etapa 4: Filtrado y Selección del Universo Dedicado 27
 - 3.3.5. Resultado Final del Algoritmo 28
 - 3.3.6. Verificación Manual del Algoritmo 28
- 3.4. Estimación del universo de afectados y selección del caso de estudio 29

3.1. Resumen del capítulo

Este capítulo detalla la metodología y los resultados del proceso de identificación de clientes libres afectados por la reclasificación de instalaciones de transmisión dedicada para el período 2024–2027. El objetivo central es establecer el vínculo técnico-económico entre los usuarios finales y la infraestructura que utilizan, insumo para la posterior simulación tarifaria.

En primera instancia, se describe el procedimiento de integración de bases de datos regulatorias (CNE) y operativas (CEN), y la implementación de un algoritmo de rastreo basado en teoría de grafos para reconstruir la ruta de suministro eléctrico aguas arriba de cada punto de retiro.

Posteriormente, se exponen los criterios de filtrado aplicados para aislar el universo de estudio relevante, descartando tramos de uso público (nacionales/zonales) y focalizándose en activos dedicados radiales. Finalmente, se presenta el catastro consolidado de las barras afectadas, detallando el inventario específico de líneas y subestaciones que abastecen a la cartera de clientes de Evol Services, así como la identificación de las empresas transmisoras propietarias con las cuales se deberá gestionar la negociación de peajes.

3.2. Levantamiento de infraestructura clasificada como dedicada

Se utilizó como fuente principal el Informe Técnico Definitivo de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2024–2027, publicado por CNE. En este documento se detalla el listado de líneas de transmisión y subestaciones clasificadas en las categorías de dedicadas, zonales y nacionales, según los criterios establecidos por la normativa vigente.

El objetivo de este levantamiento fue identificar los tramos de infraestructura que fueron calificados como dedicados y que, por tanto, podrían tener un impacto directo en la estructura de cargos aplicables a clientes libres conectados a redes de distribución. Para ello, se extrajo del informe el detalle de todos los tramos de línea y tramos de subestación clasificados como dedicados.

Si bien el informe incluye una descripción metodológica del proceso de calificación, con los criterios técnicos, topológicos y funcionales considerados para cada caso, en este trabajo se considera únicamente el resultado de dicha evaluación, es decir, la calificación final asignada a cada tramo.

Como referencia, en la Tabla 3.1 y Tabla 3.2, se muestra un resumen del número total de tramos de transporte y de subestaciones identificados en el informe, según su calificación para el período 2024–2027.

Calificación	Cantidad de tramos de transporte
Dedicada	811
Nacional	197
Zonal	1223
Total	2231

TABLA 3.1: Resumen de tramos de transporte según calificación 2024–2027. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CEN [8].

Calificación	Cantidad de tramos de SSEE
Dedicada	606
Nacional	128
Zonal	528
Total	1262

TABLA 3.2: Resumen de tramos de subestaciones según calificación 2024–2027. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CEN [8].

3.3. Determinación de clientes libres usuarios de instalaciones dedicadas

La correcta identificación de los clientes libres que hacen uso de infraestructura dedicada, y que por consiguiente deben asumir los costos asociados a su remuneración mediante contratos bilaterales, exige un procesamiento sistemático y riguroso de la información regulatoria y operativa disponible.

Para abordar este desafío, se diseñó e implementó un algoritmo de búsqueda y filtrado, cuyo funcionamiento general se esquematiza en el diagrama de flujo de la Figura 3.1. A lo largo de este capítulo, se describen detalladamente las etapas secuenciales del procedimiento, desde la integración de las bases de datos hasta la consolidación del universo de estudio final.

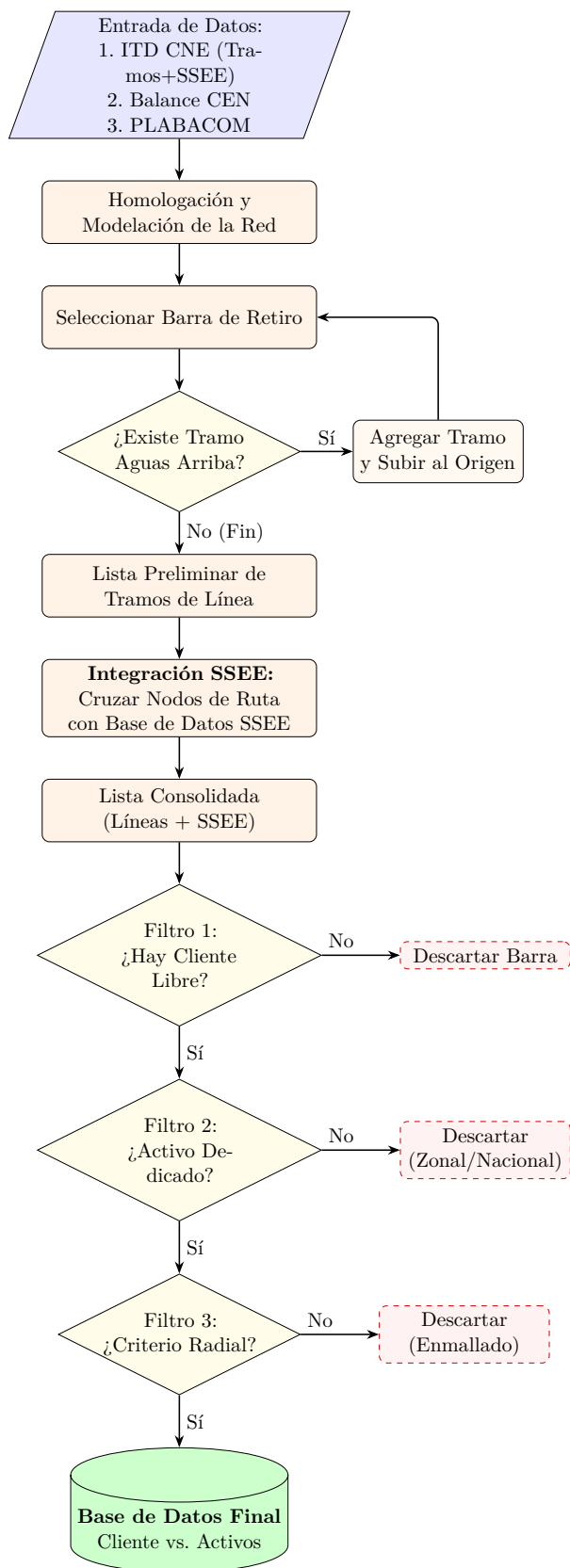


FIGURA 3.1: Diagrama de flujo de la metodología de identificación y filtrado de tramos. Fuente: Elaboración propia.

3.3.1. Etapa 1: Entrada de Datos y Modelación de la Red

Como se observa en el bloque superior de la Figura 3.1 (“Inicio”), el proceso comienza con la integración de tres fuentes de información oficiales que, si bien son complementarias, operan con nomenclaturas distintas:

1. **Informe Técnico Definitivo de Calificación de Instalaciones de Transmisión (ITD) [8]:** Se procesaron específicamente los anexos digitales del informe, los cuales constituyen la definición oficial de la topología de la red para efectos tarifarios. Para una correcta modelación, fue necesario integrar dos tipos de archivos:

- **Calificacion_2024-2027_Tramos_ITD.xlsx:** Contiene las líneas y transformadores (elementos vectoriales que unen dos nodos: $A \rightarrow B$).
- **Calificacion_2024-2027_SSEE_ITD.xlsx:** Contiene los tramos de subestación (elementos de maniobra, medida y control asociados a un nodo específico).

La información de los tramos de transporte se estructura matricialmente, donde cada fila representa un activo físico caracterizado por los siguientes atributos críticos para el algoritmo:

- **Definición del Arco (Tramo):** Identificación única del activo físico.
- **Conectividad Nodal (Nodo A $\rightarrow$ Nodo B):** Especificación de las barras de origen y destino. Esta paridad de nodos contiene, de manera implícita, la topología completa del sistema, permitiendo reconstruir matemáticamente el grafo de la red al vincular secuencialmente los segmentos donde el *Nodo B* de un tramo se convierte en el *Nodo A* del siguiente.
- **Calificación Final:** El segmento regulatorio asignado (Nacional, Zonal o Dedicado).
- **Justificación Técnica:** El criterio normativo que motivó la calificación (ej. “Análisis Radial”, “GLDF” para mallas, entre otros). Este atributo es vital para los filtros posteriores, ya que permite distinguir la naturaleza física de la dedicación.

En conjunto, esta estructura de datos permite modelar la red como un sistema de arcos dirigidos, facilitando la aplicación de algoritmos de búsqueda para determinar la procedencia del flujo hacia las barras de retiro.

2. **Balance de Transferencias de Energía (Diciembre 2024) [9]:** Se utilizó la base de datos oficial del balance mensual (archivo **Balance_2412_BD01.xlsx**), específicamente la hoja de “EMPRESAS”. Este registro contiene el catastro de todos los coordinados del sistema vinculados a su barra de retiro física, con su respectiva tipificación (cliente libre, regulado, generador, etc.). Se seleccionó el mes de diciembre por representar el cierre del año base 2024 definido para el estudio.
3. **Archivo Diccionario PLABACOM [10]:** Obtenido de la Plataforma de Base de Datos Común del Coordinador Eléctrico (ruta: *Balance Físico* $\rightarrow$ *Balance Transmisión*). Se utilizó el archivo **Barra Export.xlsx**, el cual actúa como un diccionario traductor entre la nomenclatura operativa de las barras utilizada en los balances del CEN y la

nomenclatura regulatoria utilizada por la CNE en el ITD.

El primer paso del algoritmo, denominado “Homologación y Modelación”, consiste en procesar y cruzar estos archivos para construir un Grafo Dirigido de la red eléctrica nacional. En este modelo matemático, las barras se representan como nodos y las líneas de transmisión como arcos orientados desde la red troncal hacia los consumos, estableciendo así la conectividad necesaria para el rastreo de suministros.

3.3.2. Etapa 2: Algoritmo de Rastreo y Reconstrucción de Ruta

Una vez modelada la red, se inicia el ciclo recursivo identificado en el diagrama como el bloque central de procesamiento.

El algoritmo selecciona iterativamente cada **Barra de Retiro** con presencia de clientes libres y ejecuta la búsqueda de la ruta de suministro aguas arriba. Este procedimiento permite identificar inicialmente todos los *Tramos de Transporte* (líneas y transformadores) involucrados físicamente en el abastecimiento, independientemente de su calificación regulatoria.

3.3.3. Etapa 3: Integración de Instalaciones de Subestación

Para completar la caracterización física de la ruta antes de proceder a la selección tarifaria, es necesario incorporar los *Tramos de Subestación* (elementos de maniobra, medida y control) que, aunque no definen el vector de flujo, son parte estructural de la infraestructura utilizada.

Tal como se muestra en la Figura 3.1 (bloque “Identificación de SSEE”), esta asignación se realiza mediante una regla de adyacencia topológica sobre la ruta bruta obtenida en el paso anterior:

1. Se extraen todos los nodos únicos (barras origen y destino) presentes en la ruta de líneas trazada.
2. Se cruza este listado de nodos con el anexo *Calificacion_2024-2027_SSEE_ITD.xlsx*.
3. Si un nodo de la ruta coincide con la ubicación de una instalación de subestación, dicho activo se agrega a la “**Lista Preliminar Consolidada**”, unificando así líneas y subestaciones en un mismo inventario de uso físico.

3.3.4. Etapa 4: Filtrado y Selección del Universo Dedicado

La lista consolidada contiene la totalidad de activos (Nacionales, Zonales y Dedicados) que participan en el suministro. Para aislar exclusivamente la infraestructura sujeta a cobro bilateral, este universo se somete a tres filtros secuenciales:

3.3.4.1 Filtro 1: Presencia de Clientes Libres

Se verifica que la barra de retiro abastezca efectivamente a clientes no regulados. De lo contrario, se descarta la rama completa.

3.3.4.2 Filtro 2: Calificación Regulatoria (Dedicados)

Se aplica el filtro regulatorio sobre la lista consolidada (Líneas + SSEE).

- Se eliminan todos los activos calificados como **Nacionales o Zonales**, cuya remuneración está cubierta por cargos únicos.
- Se conservan únicamente aquellos activos (tanto tramos de línea como paños de subestación) que poseen calificación **Dedicada** vigente.

3.3.4.3 Filtro 3: Criterio de Radialidad

Finalmente, para garantizar la certeza en la asignación directa de costos, se evalúa la topología. Se conservan únicamente los activos donde la relación uso-cliente es inequívoca (radialidad), descartando aquellos inmersos en mallas complejas.

3.3.5. Resultado Final del Algoritmo

El flujo de procesamiento concluye en el bloque de “**Base de Datos Final**”. Esta etapa genera el catastro definitivo que vincula a cada agente coordinado (cliente libre o generador) con el inventario específico de líneas y subestaciones dedicadas que soportan su suministro, validando la relación física y regulatoria entre las partes.

3.3.6. Verificación Manual del Algoritmo

Con el objetivo de validar la consistencia del algoritmo de rastreo, se desarrolló un caso manual reproducible sobre la barra de retiro **Alhue 023**. La elección de esta barra permite contrastar de forma transparente la ruta obtenida por el algoritmo con una ruta esperada a partir de la topología declarada en el *Informe Técnico Definitivo de Calificación de Instalaciones de Transmisión 2024-2027* (ITD). En particular, el caso es adecuado porque la ruta presenta una secuencia de tramos dedicados, luego zonales y finalmente un punto de encuentro con instalaciones nacionales.

La ruta topologica obtenida manualmente es la siguiente:

Alhue 023 ← Alhue 066 ← Santa Rosa 066 ← El Peumo 066 ← Las Arañas 066 ← Las Arañas 110 ← Quelentaro 110 ← Quelentaro 220 ← Rapel 220

Las características de la secuencia de tramos se muestra en la Tabla 3.3. Los cuatro primeros tramos se encuentran calificados como **Dedicados**, los tres siguientes como **Zonales** y el tramo Rapel 220 - Quelentaro 220 corresponde al primer vínculo identificado con instalaciones **Nacionales**.

TABLA 3.3: Validación manual de la ruta para la barra de retiro Alhue 023

Orden	Tramo	Calificación	Criterio
1	Alhue 066 - Alhue 023	Dedicado	Análisis radial
2	Santa Rosa 066 - Alhue 066	Dedicado	Análisis radial
3	El Peumo 066 - Santa Rosa 066	Dedicado	Análisis radial
4	Las Arañas 066 - El Peumo 066	Dedicado	Análisis radial
5	Las Arañas 066 - Las Arañas 110	Zonal	Análisis radial
6	Las Arañas 110 - Quelentaro 110	Zonal	Análisis radial
7	Quelentaro 220 - Quelentaro 110	Zonal	Enmallado
8	Rapel 220 - Quelentaro 220	Nacional	Criterio Nacional

El caso manual confirma que el algoritmo reproduce correctamente una ruta físicamente plausible y regulatoriamente consistente para la barra Alhue 023. En consecuencia, la metodología de identificación por grafo permite reconstruir de manera trazable el camino de suministro aguas arriba, entregando una base objetiva para las etapas posteriores de incorporación de instalaciones de subestación y filtrado del universo dedicado.

3.4. Estimación del universo de afectados y selección del caso de estudio

Como resultado de la aplicación de la metodología descrita, se logró caracterizar el impacto sistémico de la calificación de instalaciones dedicadas.

En una primera instancia, se identificó el **universo ampliado** de agentes. Esto incluye a la totalidad de clientes libres y medios de generación (PMGD) conectados a redes de distribución cuyas barras de retiro dependen de infraestructura calificada como dedicada en el ITD. Esta visión global, presentada en la Figura 3.2, permite dimensionar el alcance del fenómeno a nivel nacional y la cantidad de actores que podrían enfrentar cargos por uso.

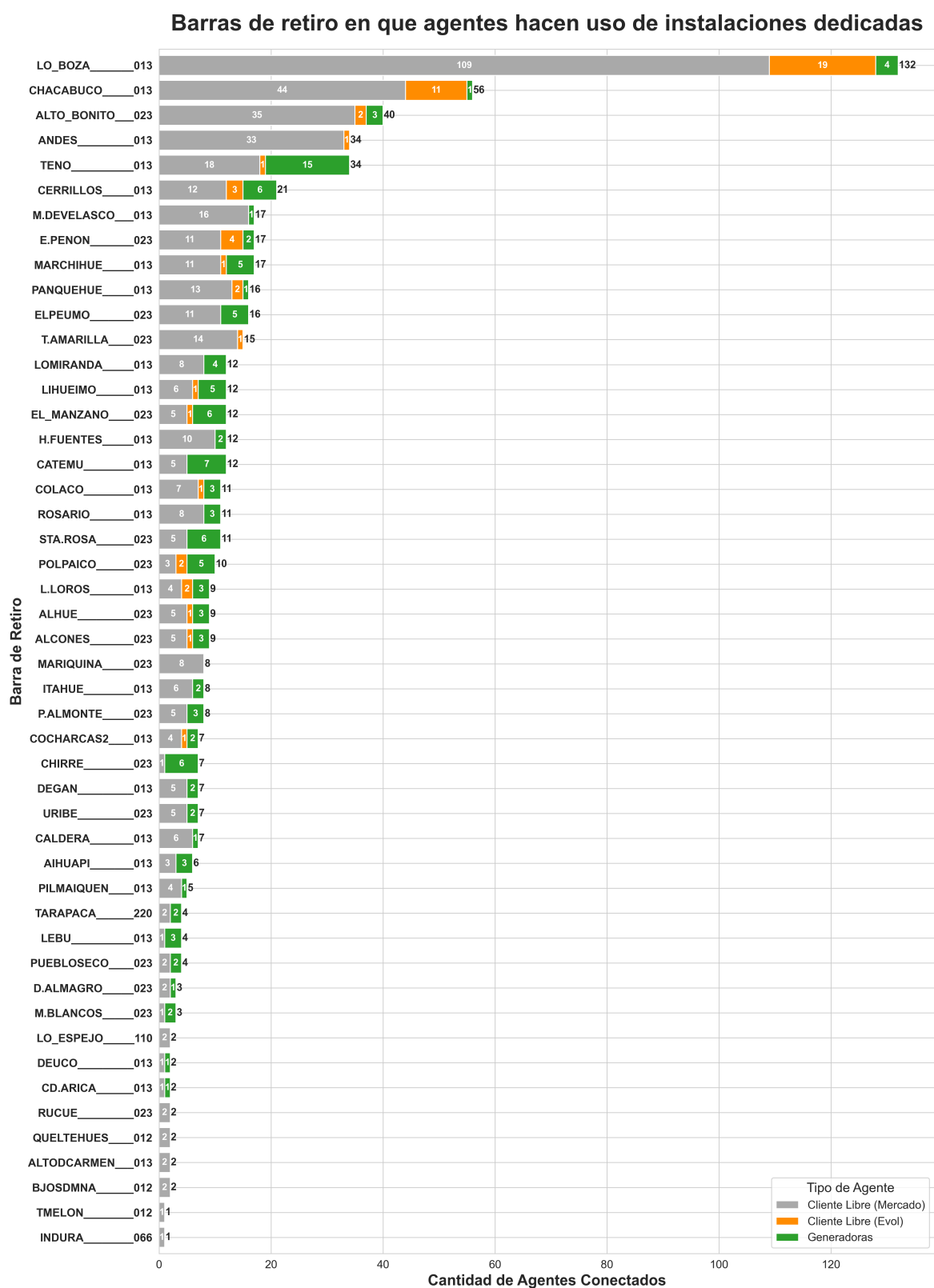


FIGURA 3.2: Distribución del universo ampliado de agentes (clientes y generadores) vinculados a instalaciones dedicadas, clasificados por barra de retiro. Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 3.4 resume las cifras consolidadas a nivel nacional, evidenciando la magnitud del impacto regulatorio. Se observa que el cambio de calificación afecta a un total de **649 agentes coordinados** conectados a redes de distribución.

Tipo de Agente	Cantidad	Participación
Cientes Libres Total	522	80,4 %
- Asesorados por Evol Services	55	8,5 %
- Resto del Mercado	467	71,9 %
Generadoras (PMGD)	127	19,6 %
Total General	649	100 %

TABLA 3.4: Resumen del universo ampliado de agentes afectados por uso de instalaciones dedicadas. Fuente: Elaboración propia.

Dado que el alcance específico de esta memoria se centra en la problemática tarifaria de los usuarios asesorados por Evol Services, se aplicó un filtro final al universo total para acotar la muestra. En consecuencia, el segmento de interés para el presente estudio corresponde a los **55 clientes libres** gestionados por la empresa, cuya distribución en las barras de retiro identificadas se detalla en la siguiente sección.

La Figura 3.3 presenta el subconjunto de barras de retiro que cuentan con la presencia de clientes de **Evol Services**. Este grupo seleccionado constituye el **caso de estudio** sobre el cual se ejecutarán las simulaciones de las metodologías de cálculo tarifario en los capítulos siguientes, asegurando que el análisis de impacto económico se realice sobre casos reales y gestionables.

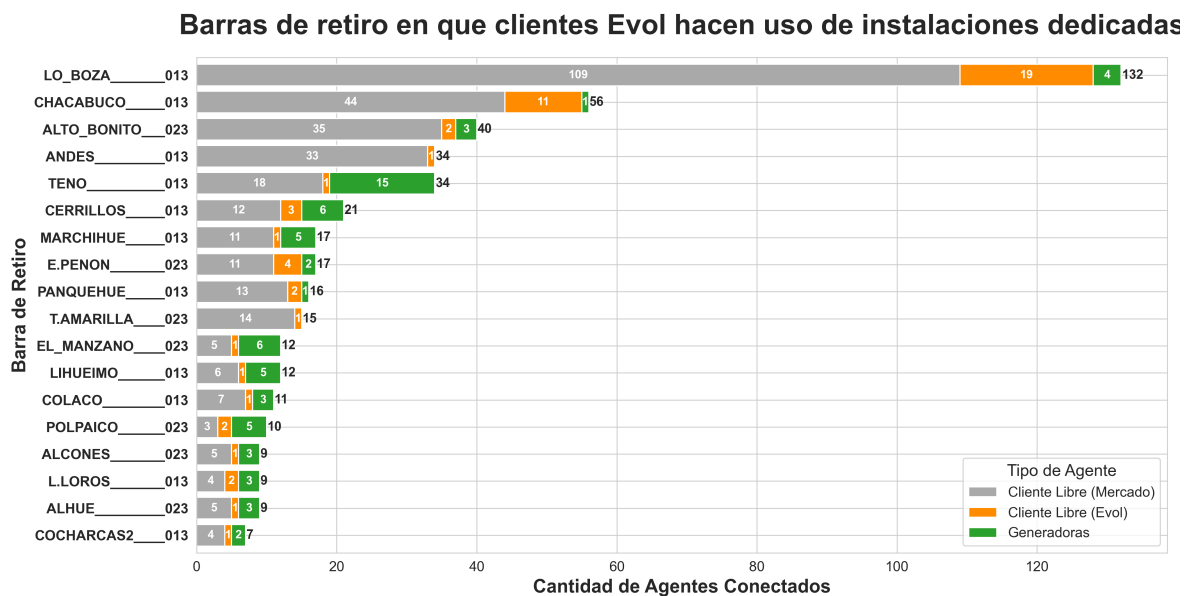


FIGURA 3.3: Definición del caso de estudio: Distribución de agentes en barras con presencia de clientes Evol Services. Fuente: Elaboración propia.

A fin de operacionalizar el cálculo tarifario, es necesario desagregar la información presentada en los gráficos anteriores para identificar no solo el punto de conexión (barra), sino la infraestructura física específica que lo abastece.

La Tabla 3.5 presenta el inventario detallado de los activos dedicados que componen el caso de estudio. Para cada barra de retiro, se especifican los tramos de transmisión (líneas y/o subestaciones) identificados por el algoritmo de rastreo, la empresa propietaria de dichos activos y la composición de los agentes que comparten su uso.

Barra de Retiro	ID Tramo	Descripción del Tramo	Empresa	Evol	Mdo.	PMGD	Total
LO_BOZA_013	TR_FFAAFBF9	Lo Boza 110 → Lo Boza 012	ENEL	19	109	4	132
CHACABUCO_013	TR_F0BB9195	Chacabuco 110 → Chacabuco 012	ENEL	11	44	1	56
ALTO_BONITO_023	TR_2461CFBA	Los Molinos 110 → Alto Bonito 110	STS	2	35	3	40
ANDES_013	TR_4618D945	S/E Andes	ENEL	1	33	0	34
TENO_013	TR_0F38773E	Teno 154 → Teno 13.2	CGE	1	18	15	34
CERRILLOS_013	TR_0AEC7834	Cerrillos 110 → Cerrillos 023	CGE	3	12	6	21
	TR_5899650B	Copiapó 110 → H. Fuentes 110	CGE				
E.PENON_023	TR_206A3E94	S/E El Peñón	CGE	4	11	2	17
MARCHIHUE_013	TR_154D70C3	La Esperanza 066 → Portezuelo 066	CGE	1	11	5	17
	TR_84726258	Marchigüe 066 → Marchigüe 13.2	CGE				
PANQUEHUE_013	TR_3AA3B161	Panquehue 044 → Panquehue 012	CHILQ	2	13	1	16
T.AMARILLA_023	TR_5147E5DE	T. Amarilla 110 → T. Amarilla 023	CGE	1	14	0	15
EL_MANZANO_023	TR_A2293F42	S/E El Manzano	ENEL	1	5	6	12
	TR_B8D1C5C3	Tap El Manzano 220 → El Manzano 220	ENEL				
LIHUEIMO_013	TR_154D70C3	La Esperanza 066 → Portezuelo 066	CGE	1	6	5	12
COLACO_013	TR_9F57B15B	S/E Colaco	STS	1	7	3	11
	TR_B6496F92	Colaco 110 → Colaco 023	STS				
POLPAICO_023	TR_8F4D52F6	S/E Polpaico Enel	ENEL	2	3	5	10
ALCONES_023	TR_154D70C3	La Esperanza 066 → Portezuelo 066	CGE	1	5	3	9
ALHUE_023	TR_349EA3E9	Santa Rosa 066 → Alhué 066	CGE	1	5	3	9
	TR_37F33AFE	El Peumo 066 → Santa Rosa 066	CGE				
	TR_80C1EC4A	Alhué 066 → Alhué 023	CGE				
	TR_AAADD963	S/E Alhué	CGE				
	TR_C4BD8CAD	Las Arañas 066 → El Peumo 066	CGE				
L.LOROS_013	TR_5899650B	Copiapó 110 → H. Fuentes 110	CGE	2	4	3	9
	TR_75411A33	Cerrillos 110 → Los Loros 110	CGE				
	TR_C55BE2BA	S/E Los Loros	CGE				
COCHARCAS2_013	TR_2CD46A25	Cocharcas 066 → Cocharcas 015	CGE	1	4	2	7

Nota: “Evol” son los clientes asesorados por Evol y “Mdo.” corresponde al resto de Clientes Libres

TABLA 3.5: Detalle de barras de retiro, tramos dedicados asociados y distribución de clientes afectados. Fuente: Elaboración propia.

Es relevante destacar dos fenómenos topológicos observados en la muestra que impactan directamente en el prorrateo de costos:

1. **Cadenas Consecutivas:** En casos como Alhué o Los Loros, el suministro depende de

una serie de múltiples tramos dedicados. Aquí, los clientes de esa barra deben concurrir al pago de cada uno de los eslabones de la cadena.

2. **Activos Transversales:** Se identifican tramos que abastecen a múltiples barras de retiro simultáneamente. El tramo TR_154D70C3 presta servicio a las barras de Marchigüe, Lihueimo y Alcones. Y el tramo TR_5899650B a las barras Los Loros y Cerrillos. En estas situaciones, el costo del activo deberá ser cubierto por la demanda agregada de todas las barras asociadas aguas abajo, y no de forma aislada por ubicación.

4. Metodologías

Índice del capítulo

4.1.	Resumen del capítulo	34
4.2.	Alcances del Modelo Propuesto	35
4.3.	Fundamentos Normativos y Económicos	35
4.4.	Metodología 1: Promedio de Máximas Potencias Anuales	37
4.5.	Metodología 2: Asignación Proporcional por Potencia Conectada	38
4.6.	Metodología 3: Promedio Mensual de Máximas Diarias	38
4.7.	Metodología 4: Asignación Proporcional por Energía Consumida	39
4.8.	Demostración de Suficiencia de Ingresos para las metodologías M2 y M4	40
4.8.1.	Cierre Contable Metodología 2 (Potencia Conectada)	40
4.8.2.	Cierre Contable Metodología 4 (Energía)	40

4.1. Resumen del capítulo

Este capítulo aborda la formulación matemática y conceptual de las metodologías propuestas para la asignación de cargos por uso de instalaciones de transmisión dedicadas. Dado el vacío metodológico explícito en la Ley General de Servicios Eléctricos para clientes libres en redes compartidas, se definen cuatro enfoques alternativos que buscan equilibrar los principios de suficiencia de ingresos, eficiencia económica y equidad tarifaria.

En primera instancia, se establecen los fundamentos normativos comunes, definiendo el Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) y su mecanismo de indexación mensual según el Decreto 7T. Posteriormente, se desarrollan las fórmulas de cálculo para dos familias de metodologías: aquellas basadas en cargos por capacidad (M1 y M3), que remuneran la disponibilidad de potencia, y aquellas basadas en la asignación de costos residuales (M2 y M4), que buscan distribuir el saldo no cubierto por la demanda regulada mediante prorrateos de potencia o energía.

4.2. Alcances del Modelo Propuesto

Antes de presentar las metodologías específicas de asignación tarifaria (M1–M4), se explicitan a continuación los alcances, supuestos estructurales y límites del modelo desarrollado en este estudio. Este encuadre, denominado *Contrato de Modelación*, establece formalmente el problema que se resuelve y las fronteras técnicas dentro de las cuales se interpretan los resultados posteriores.

Contrato de Modelación

Se modela la asignación del costo de instalaciones de transmisión dedicadas a clientes libres conectados a distribución, bajo distintas metodologías (M1–M4), manteniendo fija la calificación oficial vigente de las instalaciones.

Entradas (Inputs):

- Calificación oficial de instalaciones para el cuatrienio 2024–2027.
- Valores del VATT indexados según la normativa vigente.
- Porcentaje de uso regulado por tramo determinado por la CNE.
- Series horarias del Balance de Energía 2024 proporcionadas por el CEN.

Salidas (Outputs):

- Cálculo del peaje mensual por cliente para cada metodología propuesta.
- Métricas de desempeño: Coeficiente de Variación (CV), ratio de recuperación y Precio Efectivo vs. Factor de Carga.
- Matriz de estrategia de negociación diferenciada por empresa transmisora.

Exclusiones (Fuera de Alcance):

- Instalaciones enmalladas (analizadas solo de forma cualitativa).
- Modelación de flujos AC, fenómenos de congestión, pérdidas de transporte y potencia reactiva.
- Análisis de elasticidad de demanda y riesgos legales o contractuales específicos.

En consecuencia, el modelo desarrollado corresponde a una simulación de asignación tarifaria condicional al marco regulatorio vigente, cuyo objetivo es comparar reglas de asignación bajo igualdad de condiciones estructurales.

4.3. Fundamentos Normativos y Económicos

En el caso del cálculo de peajes por el uso de instalaciones de transmisión dedicadas, la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) no establece una metodología explícita. El único lineamiento normativo lo entrega el artículo 76°, el cual señala que “el pago por uso a que da

derecho dicho transporte —por sistemas dedicados— se deberá calcular en base a un valor de transmisión anual, considerando el valor anual de las inversiones, más los costos proyectados de operación, mantenimiento y administración”.

Esto implica que el cálculo debe incorporar el Valor Anual de las Inversiones (AVI), los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) y la valorización del ajuste por efecto del impuesto a la renta (AEIR). Sin embargo, a diferencia de los sistemas de transmisión nacional y zonal, donde la normativa regula el cálculo de los cargos y garantiza la recuperación total de los costos mediante peajes estampillados, en el caso de los sistemas dedicados no se establece un monto total a recuperar, ni se asegura la recuperación completa de las inversiones ante variaciones de demanda. Esto abre espacio para la aplicación de distintas metodologías que, respetando los componentes de costo definidos por la ley, pueden diferir en sus criterios de asignación y en el grado de cobertura financiera.

Para la aplicación de cada metodología, el VATT base se indexa mensualmente según el Artículo segundo del Decreto 7T de 2022 del Ministerio de Energía, el cual fija la fórmula de indexación aplicable a los componentes AVI, COMA y AEIR en dólares:

$$\begin{aligned}
 VATT_{n,k} = & AVI_{n,0} \cdot \left(\alpha_j \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{D_0}{D_k} + \beta_j \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0} \cdot \frac{(1 + Ta_k)}{(1 + Ta_0)} \right) + COMA_{n,0} \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \frac{D_0}{D_k} \\
 & + AEIR_{n,0} \cdot \left(\gamma_j \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{D_0}{D_k} + \delta_j \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0} \cdot \frac{(1 + Ta_k)}{(1 + Ta_0)} \right) \cdot \frac{t_k}{t_0} \cdot \frac{1 - t_0}{1 - t_k}
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

En la fórmula 4.1, los subíndices “k” denotan el mes en el cual las tarifas serán aplicadas, mientras que los subíndices “0” corresponden a los valores base de los índices definidos en el decreto.

Donde:

- $VATT_{n,k}$: Valor del AVI + COMA + AEIR del tramo n en el mes k [USD].
- $AVI_{n,0}$: Valor del AVI del tramo n en la fecha base [USD].
- $COMA_{n,0}$: Valor del COMA del tramo n en la fecha base [USD].
- $AEIR_{n,0}$: Valor del AEIR del tramo n en la fecha base [USD].
- IPC_k : Índice de Precios al Consumidor (Chile) en el segundo mes anterior al mes k .
- CPI_k : Consumer Price Index (EE.UU.) en el segundo mes anterior al mes k .
- D_k : Dólar Promedio observado en el segundo mes anterior al mes k .
- Ta_k : Tasa arancelaria vigente para importación de equipo electromecánico.
- t_k : Tasa de impuesto a la renta de primera categoría.
- $\alpha_j, \beta_j, \gamma_j, \delta_j$: Coeficientes de indexación para el tipo de tramo j (Tabla 4.1).

Sistema	Tipo Tramo (*)	α	β	γ	δ
Dedicado	Tramos	0,7826	0,2174	0,7904	0,2096
Dedicado	Subestaciones	0,7259	0,2741	0,7405	0,2595
Dedicado	Transformación	0,364	0,636	0,3704	0,6296

TABLA 4.1: Coeficientes fórmula de indexación VATT. (*)Las instalaciones categorizadas como “Tramos” y “Transformación” corresponden a tramos de transporte. Fuente: Elaboración propia.

Índice	Valor Base	Fecha Base
IPC_0	97,89	Octubre 2017 (Base 2018=100)
CPI_0	246,663	Octubre 2017
D_0	629,55	Octubre 2017
Ta_0	0,06	Octubre 2017
t_0	0,255	Octubre 2017

TABLA 4.2: Valores base de los índices económicos para indexación. Fuente: Elaboración propia.

4.4. Metodología 1: Promedio de Máximas Potencias Anuales

Esta metodología plantea un cobro basado en la capacidad histórica reservada por el cliente en el sistema, independiente de su uso instantáneo mensual.

$$Cargo\ Peaje_k = \frac{P_{max\ anual_1} + P_{max\ anual_2}}{2} \cdot \frac{1}{12} \sum_{j=1}^n \frac{VATT_{j,k}}{P_{capacidad_j}} \quad (4.2)$$

Descripción: El cargo se determina multiplicando la potencia representativa del cliente (promedio de las dos máximas anuales) por el precio unitario de capacidad de cada tramo ($VATT/Capacidad$). Este enfoque asume que el cliente debe pagar por la infraestructura que “bloquea” o reserva con su demanda punta anual.

Donde:

- $P_{max\ anual_{1,2}}$ (MW): Las dos mayores potencias anuales registradas del cliente evaluado.
- $VATT_{j,k}$ (USD/año): Valor anual del tramo j indexado para el mes k .
- $P_{capacidad,j}$ (MW): Capacidad nominal técnica del tramo j .
- n : Número total de tramos utilizados por el cliente evaluado.

4.5. Metodología 2: Asignación Proporcional por Potencia Conectada

Esta metodología corresponde a un esquema de prorrateo de costos residuales basado en la capacidad instalada.

$$Cargo\ Peaje_k = P_{conectada} \cdot \frac{1}{12} \sum_{j=1}^n \frac{(1 - \%Regulado_j) \cdot VATT_{j,k}}{\sum_{i=1}^m P_{i,j}} \quad (4.3)$$

Descripción: Distribuye el costo total a recuperar entre los clientes del mismo punto de retiro, proporcionalmente a su potencia instalada. A diferencia de la M1, esta fórmula ajusta la base de cobro mediante el factor $(1 - \%Regulado)$, asegurando que solo se recaude la porción del VATT no cubierta por la demanda regulada.

Donde:

- $P_{conectada}$ (MW): Potencia conectada del cliente evaluado.
- $P_{i,j}$ (MW): Potencia conectada del cliente i que hace uso de la instalación j .
- m : Número total de clientes que hacen uso de la instalación de transmisión j .
- $\%Regulado$: Proporción del VATT atribuible a clientes regulados en tramos mixtos; $(1 - \%Regulado)$ es la fracción asignable a clientes libres.
- $VATT_{j,k}$ (USD/año): Valor anual del tramo j vigente para el mes k .
- n : Número total de tramos utilizados por el cliente evaluado.

4.6. Metodología 3: Promedio Mensual de Máximas Diarias

Esta metodología introduce una señal de precio dinámica basada en la intensidad de uso operativa del cliente durante el mes.

$$Cargo\ Peaje_k = P_{prom. mens. máx. diarias,k} \cdot \frac{1}{12} \sum_{j=1}^n \frac{VATT_{j,k}}{P_{capacidad,j}} \quad (4.4)$$

Se define el promedio de los máximos diarios del mes k como:

$$P_{prom. mens. máx. diarias,k} = \frac{1}{d_k} \sum_{d=1}^{d_k} P_{max_dia,d}$$

Descripción: Asigna el peaje en función del promedio de los máximos diarios registrados en el mes. Este enfoque busca mitigar la rigidez de la M1, permitiendo que el pago disminuya en meses de menor actividad operativa, aunque mantiene la lógica de cobro por capacidad unitaria ($VATT/Capacidad$).

Donde:

- d_k : Número de días del mes k .
- $P_{\max_dia,d}$ (MW): Potencia máxima del cliente evaluado, en el día d .
- $VATT_{j,k}$ (USD/año): valor anual del tramo j vigente para el mes k .
- $P_{capacidad,j}$ (MW): Capacidad nominal del tramo j .
- n : Número total de tramos utilizados por el cliente evaluado.

4.7. Metodología 4: Asignación Proporcional por Energía Consumida

Esta metodología transforma el peaje en un cargo puramente variable, basado en el volumen de energía retirado.

$$Cargo\ Peaje_k = E_{cliente,k} \cdot \frac{1}{12} \sum_{j=1}^n \frac{(1 - \%Regulado_j) \cdot VATT_{j,k}}{\sum_{i=1}^m E_{i,j,k}} \quad (4.5)$$

Descripción: Distribuye el costo residual mensual del tramo (descontando la parte regulada) entre todos los clientes libres, en proporción directa a su consumo de energía (MWh). Garantiza que el precio unitario por energía sea idéntico para todos los usuarios del mismo tramo en un mes dado.

Donde:

- $E_{cliente,k}$ (MWh): Energía mensual del cliente evaluado.
- $E_{i,j,k}$ (MWh): Energía del cliente i en el tramo j durante el mes k .
- m : Número total de clientes que hacen uso de la instalación de transmisión j .
- $\%Regulado$: Proporción del $VATT$ atribuible a clientes regulados en tramos mixtos; $(1 - \%Regulado)$ es la fracción asignable a clientes libres.
- $VATT_{j,k}$ (USD/año): Valor anual del tramo j vigente para el mes k .
- n : Número total de tramos utilizados por el cliente evaluado.

4.8. Demostración de Suficiencia de Ingresos para las metodologías M2 y M4

Para validar que las metodologías de prorrateo aseguran la recuperación exacta del ingreso objetivo, se realiza la derivación algebraica para las metodologías M2 y M4.

El ingreso objetivo de un tramo j en el mes k corresponde a:

$$Ingreso\ Objetivo_{j,k} = \frac{1}{12}(1 - \%Regulado_j) \cdot VAT_{j,k} \quad (4.6)$$

Sea $R_{Total,j,k}$ la recaudación total mensual del tramo j en el mes k . Se quiere demostrar que esta recaudación es igual al ingreso objetivo de cada tramo.

4.8.1. Cierre Contable Metodología 2 (Potencia Conectada)

Considerando la suma de los cargos de los m clientes que utilizan la instalación j

$$\begin{aligned} R_{Total,j,k} &= \sum_{i=1}^m \left(P_{i,j} \cdot \left[\frac{1}{12} \frac{(1 - \%Regulado_j) \cdot VAT_{j,k}}{\sum_{h=1}^m P_{h,j}} \right] \right) \\ R_{Total,j,k} &= \left[\frac{1}{12} \frac{(1 - \%Regulado_j) \cdot VAT_{j,k}}{\sum_{h=1}^m P_{h,j}} \right] \cdot \sum_{i=1}^m P_{i,j} \\ R_{Total,j,k} &= \frac{1}{12}(1 - \%Regulado_j) \cdot VAT_{j,k} \end{aligned} \quad (4.7)$$

4.8.2. Cierre Contable Metodología 4 (Energía)

Análogamente, para la asignación por Energía

$$\begin{aligned} R_{Total,j,k} &= \sum_{i=1}^m \left(E_{i,j,k} \cdot \left[\frac{1}{12} \frac{(1 - \%Regulado_j) \cdot VAT_{j,k}}{\sum_{h=1}^m E_{h,j,k}} \right] \right) \\ R_{Total,j,k} &= \left[\frac{1}{12} \frac{(1 - \%Regulado_j) \cdot VAT_{j,k}}{\sum_{h=1}^m E_{h,j,k}} \right] \cdot \sum_{i=1}^m E_{i,j,k} \\ R_{Total,j,k} &= \frac{1}{12}(1 - \%Regulado_j) \cdot VAT_{j,k} \end{aligned} \quad (4.8)$$

Donde los índices y parámetros utilizados en las derivaciones anteriores se definen como:

- i : Identificador del cliente o agente individual analizado.
- h : Índice auxiliar para representar la sumatoria de la totalidad de los usuarios.

- m : Número total de clientes que hacen uso de la instalación de transmisión j .
- j : Identificación de la instalación de transmisión específica.
- k : Mes de evaluación.

Con esto se demuestra que ambas metodologías garantizan recaudar el ingreso objetivo.

5. Aplicación de las Metodologías

Índice del capítulo

5.1.	Resumen del capítulo	42
5.2.	Fuentes de información	42
5.2.1.	Determinación de los parámetros del VATT	42
5.2.2.	Determinación de la Capacidad Nominal de las Instalaciones	46
5.2.3.	Determinación del Porcentaje de Uso Regulado	47
5.2.4.	Procesamiento de Medidas y Cálculo de Variables Físicas	49
5.2.5.	Supuestos y Consideraciones del Modelo	51
5.2.6.	Análisis de Sensibilidad de los Supuestos del Modelo	51

5.1. Resumen del capítulo

Este capítulo presenta las fuentes de información, parámetros, criterios y supuestos utilizados para aplicar las metodologías de cálculo de peajes desarrolladas en el capítulo anterior. Con esto se establece la base de datos necesaria para la evaluación cuantitativa realizada posteriormente en el capítulo de Análisis de Resultados.

El propósito es asegurar la trazabilidad y consistencia de los datos empleados, describiendo de manera transparente el origen de cada parámetro relevante: valores anuales de los tramos tarifados (VATT), capacidades nominales de tramos, proporción regulada, energía mensual, potencias máximas y coeficientes de indexación.

Este capítulo constituye el puente entre la formulación metodológica y su aplicación práctica.

5.2. Fuentes de información

5.2.1. Determinación de los parámetros del VATT

Para la correcta aplicación de las metodologías tarifarias, es necesario definir con precisión los valores base y los indexadores que componen el Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT). A continuación, se detallan las fuentes de información, los supuestos de proyección y los valores definitivos utilizados en el estudio.

5.2.1.1 Valores Base de Inversión y Costos (AVI, COMA, AEIR)

Los componentes estructurales del VATT, correspondientes a la Anualidad del Valor de Inversión (AVI), los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) y el Ajuste por Efecto de Impuesto a la Renta (AEIR), fueron obtenidos directamente de los resultados del *Informe Técnico Definitivo de Valorización de los Sistemas de Transmisión para el cuatrienio 2020–2023*, emitido por la Comisión Nacional de Energía [11].

Estos valores base, expresados en dólares de la fecha de referencia (Octubre 2017), constituyen el punto de partida sobre el cual se aplica la fórmula de indexación definida previamente.

La Tabla 5.1 detalla los valores de inversión y costos de operación definidos para cada tramo dedicado identificado en el estudio.

Tramo	ID Tramo	Empresa	AVI	COMA	AEIR
Alhué	TR_AAADD963	CGE	9.187	4.109	1.443
Alhué 066 → Alhué 023	TR_80C1EC4A	CGE	18.002	8.052	1.922
Andes	TR_4618D945	ENEL	619.024	166.420	129.865
Cerrillos 110 → Cerrillos 023	TR_0AEC7834	CGE	74.572	41.845	7.868
Cerrillos 110 → Los Loros 110	TR_75411A33	CGE	55.355	24.758	8.667
Chacabuco 110 → Chacabuco 012	TR_F0BB9195	ENEL	147.294	39.599	15.783
Cocharcas 066 → Cocharcas 015	TR_2CD46A25	CGE	87.321	32.501	9.036
Colaco	TR_9F57B15B	STS	90.183	61.057	15.609
Colaco 110 → Colaco 023	TR_B6496F92	STS	88.395	59.847	9.261
Copiapó 110 → H. Fuentes 110	TR_5899650B	CGE	92.991	52.180	14.281
El Manzano	TR_A2293F42	ENEL	20.777	7.644	2.756
El Peñón	TR_206A3E94	CGE	271.857	152.547	37.806
El Peumo 066 → Santa Rosa 066	TR_37F33AFE	CGE	82.738	30.795	12.195
Las Arañas 066 → El Peumo 066	TR_C4BD8CAD	CGE	53.505	19.914	8.101
Lo Boza 110 → Lo Boza 012	TR_FFAAFBF9	ENEL	189.155	50.853	19.767
Los Loros	TR_C55BE2BA	CGE	34.700	18.299	3.979
Los Molinos 110 → Alto Bonito 110	TR_2461CFBA	STS	27.731	18.775	2.988
Marchigüe 066 → Marchigüe 13.2	TR_84726258	CGE	57.621	21.446	6.112
Panquehue 044 → Panquehue 012	TR_3AA3B161	CHILQUINTA	79.525	46.349	8.360
Polpaico Enel	TR_8F4D52F6	ENEL	40.020	10.759	7.649
La Esperanza 066 → Portezuelo 066	TR_154D70C3	CGE	62.345	23.204	8.714
Santa Rosa 066 → Alhué 066	TR_349EA3E9	CGE	32.247	14.423	4.544
Tap El Manzano 220 → El Manzano 220	TR_B8D1C5C3	ENEL	604	270	159
Teno 154 → Teno 13.2	TR_0F38773E	CGE	180.304	67.108	19.100
Tierra Amarilla 110 → T. Amarilla 023	TR_5147E5DE	CGE	93.924	42.008	9.838

TABLA 5.1: Valores base de AVI, COMA y AEIR por tramo dedicado (Moneda: USD, Base Octubre 2017). Fuente: Elaboración propia.

5.2.1.2 Índices Económicos y Proyecciones

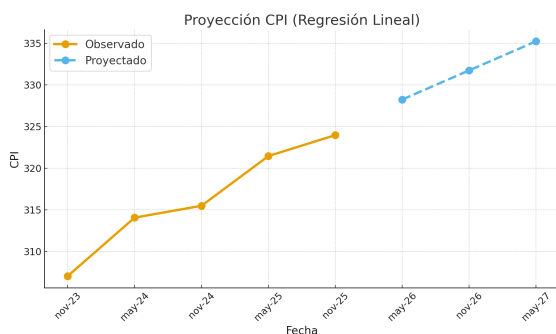
La actualización mensual del VATT requiere la evolución de diversos indicadores macroeconómicos (IPC , CPI , Dólar, Tasa Arancelaria e Impuesto de Primera Categoría). Para efectos de este estudio, y con el objetivo de simplificar el volumen de cálculo sin perder representatividad, se optó por realizar una indexación semestral. Esto implica calcular el valor del peaje vigente para los meses de Enero y Julio de cada año del período de evaluación (2024–2027).

De acuerdo con la fórmula 4.1, los índices utilizados para fijar la tarifa de un mes k corresponden a los valores observados en el mes $k - 2$. Por ejemplo, para la tarifa de Enero 2026, se utilizan los índices de Noviembre 2025.

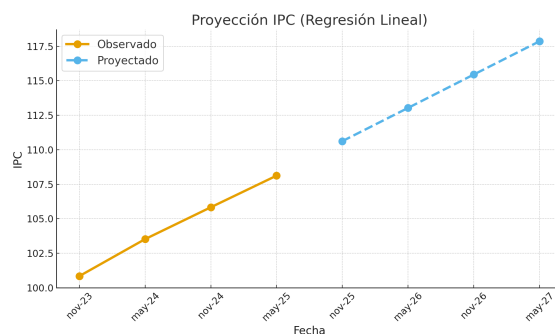
A continuación se describe el tratamiento de cada variable:

- **Consumer Price Index (CPI):** Los valores históricos se obtuvieron de la base de datos del *Bureau of Labor Statistics* de los Estados Unidos [12], serie *All Urban Consumers*. Para el período futuro (Noviembre 2025 en adelante), se realizó una proyección mediante regresión lineal basada en la tendencia histórica reciente.
- **Índice de Precios al Consumidor (IPC):** La serie histórica fue obtenida del Instituto Nacional de Estadísticas (INE) [13]. Dado que el valor base de la fórmula (IPC_0) se encuentra en una base anterior, y que actualmente el INE publica el indicador con base anual 2023=100, fue necesario homologar la serie utilizando los factores de empalme publicados por el Servicio de Impuestos Internos (series empalmadas históricas). Esto asegura la coherencia matemática al dividir el índice actual por el índice base (IPC_k/IPC_0).
- **Tipo de Cambio (Dólar):** Los valores observados se extrajeron de la base estadística del Banco Central de Chile [14]. Al igual que con el CPI, los valores futuros se estimaron mediante regresión lineal simple.
- **Tasa Arancelaria (T_a) e Impuesto de Primera Categoría (t):** Estos valores se consideraron constantes durante todo el horizonte de evaluación ($T_a = 6\%$ y $t = 27\%$). Este supuesto se fundamenta en la estabilidad histórica de estos parámetros y en la ausencia de modificaciones vigentes en los decretos tributarios respectivos [15].

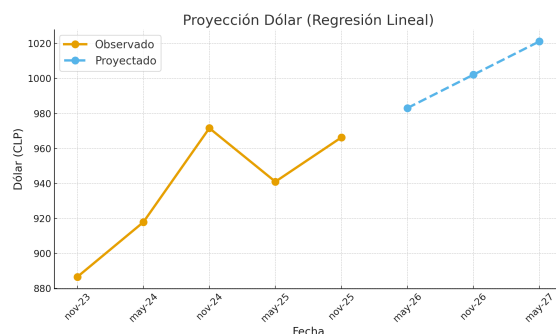
Las Figuras 5.1a, 5.1c y 5.1b presentan el comportamiento histórico y las proyecciones lineales obtenidas para los principales indexadores.



(A) Proyección del CPI (EE.UU.)



(B) Proyección del IPC (Chile)



(c) Proyección del Tipo de Cambio (Dólar)

FIGURA 5.1: Proyección de indicadores económicos mediante regresión lineal para el período 2024-2027. Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, la Tabla 5.2 resume los valores de los indexadores utilizados para cada semestre del estudio. Cabe destacar que, debido al desfase de dos meses estipulado en la normativa, los valores proyectados corresponden a las columnas de indexación desde Enero 2026 (datos de Noviembre 2025) hasta Julio 2027 (datos de Mayo 2027).

TABLA 5.2: Valores de indexadores utilizados para la actualización del VATT (2024–2027). Fuente: Elaboración propia.

[illegible]

5.2.2. Determinación de la Capacidad Nominal de las Instalaciones

La aplicación de las metodologías de tarificación basadas en capacidad (M1 y M3) requiere determinar un valor único de potencia nominal ($P_{capacidad}$) para cada activo dedicado. Dado que no existe un repositorio centralizado y actualizado con la capacidad oficial de todos los tramos reclasificados, se desarrolló una estrategia de recopilación de datos basada en cinco fuentes jerárquicas, priorizando la información oficial de procesos tarifarios anteriores y complementándola con cálculos técnicos estandarizados.

A continuación, se describen las cinco fuentes de información utilizadas para completar el catastro de capacidades:

1. **Fuente 1: Base de Datos de Transformadores (ITD 2020-2023).** Para los tramos correspondientes a equipos de transformación, se recurrió al anexo “*Uso Dedicado Tramos Radiales ITF v3.xlsx*” (hoja *Inf BD Tabla Trafos*) del proceso tarifario anterior. Esta fuente entrega directamente la capacidad nominal de placa en MVA.
2. **Fuente 2: Registros de Líneas Dedicadas Existentes.** Para tramos de línea que ya poseían la calificación de dedicados en el período anterior y la mantuvieron, se utilizó la hoja *Tabla Uso Regulado* del mismo archivo mencionado anteriormente. Estos valores corresponden a capacidades validadas previamente por la autoridad.
3. **Fuente 3: Cálculo Técnico para Nuevos Tramos Dedicados.** Para aquellas líneas que fueron reclasificadas desde el segmento zonal (y por tanto no aparecían en los registros de dedicados anteriores), se estimó la capacidad nominal mediante la información técnica oficial de los tramos de líneas (base de datos *Info Técnica*). Se utilizó la fórmula de potencia aparente para sistemas trifásicos a 25°C:

$$S_{nom} = \sqrt{3} \cdot V_{nom} \cdot I_{25^{\circ}C} \quad (5.1)$$

Donde V_{nom} es la tensión nominal de la línea (kV) e $I_{25^{\circ}C}$ es la capacidad de corriente del conductor (kA).

4. **Fuente 4: Base de Datos de Subestaciones Existentes.** Para las instalaciones de subestación (nodos), se consultó el archivo “*Uso Dedicado SSEE Radiales ITF v3.xlsx*” (hoja *Resumen*). Al igual que con las líneas, esto cubrió los activos que mantuvieron su calificación.
5. **Fuente 5: Revisión de Diagramas Unilineales.** Para las nuevas subestaciones dedicadas sin registro previo en bases de datos tarifarias, se procedió a la descarga (desde *Info Técnica*) y revisión de sus diagramas unilineales actualizados. Como criterio de capacidad de la SSEE, se asignó la potencia del transformador de mayor capacidad conectado a dicha subestación, asumiendo que este equipo define el límite operativo estructural de la instalación de conexión.

La Tabla 5.3 consolida los resultados obtenidos, indicando para cada activo la capacidad en MVA y la fuente de información utilizada.

Tipo	Nombre del Tramo / SSEE	Capacidad [MVA]	Fuente Utilizada
<i>Tramos de Línea</i>			
Tramo	Cerrillos 110 → Los Loros 110	62,0	Fuente 2
Tramo	Copiapó 110 → H. Fuentes 110	52,2	Fuente 3
Tramo	El Peumo 066 → Santa Rosa 066	45,0	Fuente 3
Tramo	Las Arañas 066 → El Peumo 066	33,0	Fuente 3
Tramo	Los Molinos 110 → Alto Bonito 110	113,0	Fuente 3
Tramo	Portezuelo 066 → La Esperanza 066	48,0	Fuente 3
Tramo	Santa Rosa 066 → Alhué 066	45,0	Fuente 2
Tramo	Tap El Manzano 220 → El Manzano 220	489,0	Fuente 2
<i>Tramos de Transformación</i>			
Trafo	Alhué 066 → Alhué 023	20,0	Fuente 1
Trafo	Cerrillos 110 → Cerrillos 023	25,0	Fuente 1
Trafo	Chacabuco 110 → Chacabuco 012	72,0	Fuente 1
Trafo	Cocharcas 066 → Cocharcas 015	9,0	Fuente 1
Trafo	Colaco 110 → Colaco 023	16,0	Fuente 1
Trafo	Lo Boza 110 → Lo Boza 012	72,0	Fuente 1
Trafo	Marchigüe 066 → Marchigüe 13.2	15,0	Fuente 1
Trafo	Panquehue 044 → Panquehue 012	17,0	Fuente 1
Trafo	Teno 154 → Teno 13.2	60,0	Fuente 1
Trafo	Tierra Amarilla 110 → T. Amarilla 023	30,0	Fuente 1
<i>Subestaciones (SSEE)</i>			
SSEE	Alhué	45,0	Fuente 4
SSEE	Andes	75,0	Fuente 5
SSEE	Colaco	16,0	Fuente 5
SSEE	El Manzano	489,0	Fuente 4
SSEE	El Peñón	78,0	Fuente 5
SSEE	Los Loros	62,0	Fuente 4
SSEE	Polpaico Enel	20,0	Fuente 5

TABLA 5.3: Capacidad nominal de las instalaciones dedicadas y fuente de información. Fuente: Elaboración propia.

5.2.3. Determinación del Porcentaje de Uso Regulado

El parámetro *%Regulado* es fundamental para las metodologías M2 y M4, ya que define la fracción del VATT que debe ser descontada del cobro al cliente libre por estar ya financiada por la demanda regulada.

Para determinar este valor para cada instalación dedicada, se aplicó un criterio de jerarquía de información basado en la continuidad regulatoria y el cálculo técnico:

1. **Criterio 1: Continuidad Regulatoria.** Se revisó el *Informe Técnico Definitivo de*

Valorización 2020-2023. Si la instalación ya contaba con una calificación de dedicada y un porcentaje de uso regulado asignado en dicho proceso, se mantuvo este valor vigente, priorizando la estabilidad de la señal tarifaria.

2. **Criterio 2: Cálculo Técnico de Uso.** Para las instalaciones reclasificadas (nuevas dedicadas) o aquellas sin antecedentes en el informe anterior, se calculó el porcentaje de uso regulado ($\%Uso_{reg}$) mediante la relación física entre la demanda de clientes regulados y la capacidad de la instalación:

$$\%Uso_{reg} = \frac{D_{reg}}{P_{capacidad}} \quad (5.2)$$

Donde:

- D_{reg} : Demanda máxima regulada asociada a la barra de retiro [MVA]. Obtenida del anexo “*Resumen Demandas 20240304.xlsx*” del ITD de Calificación 2024-2027.
- $P_{capacidad}$: Capacidad nominal de la instalación [MVA], determinada en la sección anterior.

La Tabla 5.4 presenta el detalle de los valores calculados y el porcentaje final adoptado para cada tramo.

Tramo	Capacidad [MVA]	Demanda Reg. [MVA]	Uso Calc. (D/P)	Uso ITD 20-23	% Final Aplicado
Alhué	45,0	1,7	4 %	–	4 %
Alhué 066 → Alhué 023	20,0	1,7	9 %	–	9 %
Andes	75,0	27,6	37 %	–	37 %
Cerrillos 110 → Cerrillos 023	25,0	2,6	10 %	–	10 %
Cerrillos 110 → Los Loros 110	61,9	5,2	8 %	22 %	22 %
Chacabuco 110 → Chacabuco 012	72,0	9,7	13 %	–	13 %
Cocharcas 066 → Cocharcas 015	9,0	1,0	11 %	–	11 %
Colaco	16,0	4,0	25 %	–	25 %
Colaco 110 → Colaco 023	16,0	4,0	25 %	–	25 %
Copiapó 110 → H. Fuentes 110	52,2	12,7	24 %	–	24 %
El Manzano	489,2	3,9	1 %	2 %	2 %
El Peñón	78,0	5,6	7 %	–	7 %
El Peumo 066 → Santa Rosa 066	44,6	3,6	8 %	–	8 %
Las Arañas 066 → El Peumo 066	32,7	6,7	21 %	–	21 %
Lo Boza 110 → Lo Boza 012	72,0	21,6	30 %	–	30 %
Los Loros	61,9	5,2	8 %	22 %	22 %
Los Molinos 110 → Alto Bonito 110	112,7	8,4	7 %	–	7 %
Marchigüe 066 → Marchigüe 13.2	15,0	2,7	18 %	–	18 %
Panquehue 044 → Panquehue 012	17,0	4,4	26 %	–	26 %
Polpaico Chilectra	20,0	6,8	34 %	–	34 %
Portezuelo 066 → La Esperanza 066	48,2	17,7	37 %	–	37 %
Santa Rosa 066 → Alhué 066	45,0	1,7	4 %	–	4 %
Tap El Manzano 220 → El Manzano 220	489,2	3,9	1 %	2 %	2 %
Teno 154 → Teno 13.2	60,0	7,3	12 %	–	12 %
Tierra Amarilla 110 → T. Amarilla 023	30,0	2,7	9 %	49 %	49 %

TABLA 5.4: Determinación del porcentaje de uso regulado por tramo. Fuente: Elaboración propia

5.2.4. Procesamiento de Medidas y Cálculo de Variables Físicas

La aplicación de las metodologías de peaje (M1, M3 y M4) requiere disponer de las curvas de carga certificadas de cada cliente con resolución horaria estandarizada. Para ello, se procesaron los archivos del *Balance de Transferencias de Energía* publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) para el año base 2024.

Debido al cambio en el formato de entrega de información por parte del CEN a mitad de año, se desarrolló un flujo de trabajo secuencial en Python para la homologación y consolidación de datos, tal como se ilustra en la Figura 5.2.

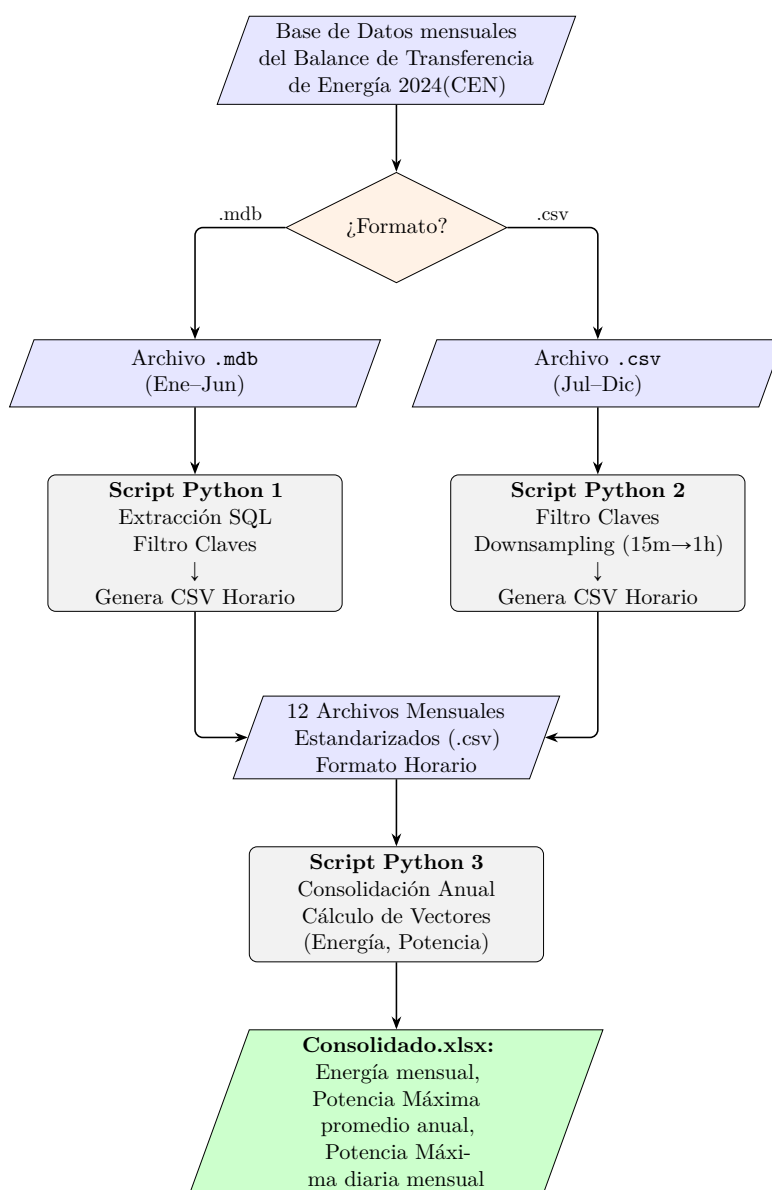


FIGURA 5.2: Diagrama de flujo del procesamiento ETL de los archivos del Balance de Energía.
Fuente: Elaboración propia.

5.2.4.1 Homologación de Series de Tiempo (Mensual)

El procesamiento se realizó mediante la ejecución iterativa de rutinas de extracción mes a mes, diferenciando la estrategia según el formato de origen:

Enero - Junio (Formato Access .mdb):

Para el primer semestre, los archivos fuentes correspondían a bases de datos relacionales. Se ejecutó un script de extracción específico para cada mes que, mediante consultas SQL, filtró los registros correspondientes a las claves de los 55 clientes libres y generadoras del estudio. El resultado fue la generación directa de archivos mensuales en formato .csv con resolución horaria.

Julio - Diciembre (Formato Texto .csv 15-min):

Para el segundo semestre, dado que los archivos fuente presentaban una resolución 15-minutal, se implementó una rutina de procesamiento en dos etapas dentro de la misma ejecución mensual:

1. **Filtrado:** Extracción de los registros de interés desde los archivos masivos.
2. **Transformación Temporal:** Conversión inmediata de la resolución mediante la agregación de los cuatro intervalos de 15 minutos ($E_h = \sum E_{15min}$), estandarizando la salida al mismo formato horario del primer semestre.

Como resultado de esta etapa, se obtuvieron 12 archivos planos idénticos en estructura, garantizando la consistencia temporal de la serie anual.

5.2.4.2 Consolidación y Generación de Parámetros Físicos

Una vez estandarizada la base de datos anual, se ejecutó un script final de consolidación que integró los 12 archivos mensuales. Este algoritmo calculó las tres variables físicas requeridas por las metodologías y exportó los resultados en un único libro de cálculo (.xlsx) estructurado por hojas:

- **Hoja “Energía”:** Contiene la matriz de energía mensual ($E_{cliente,k}$) por cliente, insumo para la **Metodología 4**.
- **Hoja “Potencia Max Diaria”:** Presenta el promedio mensual de las potencias máximas diarias ($P_{prom.mens.máx.diarias}$), insumo para la **Metodología 3**.
- **Hoja “Potencia Max Anual”:** Detalla el promedio de las dos máximas demandas anuales (P_{max_anual}), insumo base para la **Metodología 1**.

Este archivo Excel consolidado constituye la fuente de datos definitiva que alimenta el modelo de simulación tarifaria presentado a continuación.

5.2.5. Supuestos y Consideraciones del Modelo

Para la ejecución de las proyecciones tarifarias y la comparación de metodologías, se adoptaron las siguientes simplificaciones y criterios de modelación:

- **Proyección de Demanda Constante:** Se asume un escenario de demanda equivalente para todos los años. Los perfiles de carga obtenidos del año base 2024 fueron replicados idénticamente para las simulaciones de los años 2025, 2026 y 2027.
- **Estimación de Potencia Conectada ($P_{conectada}$):** Dado que la información contractual de la capacidad conectada en redes de distribución no es pública en los Balances del CEN, se asumió para la Metodología 2 que la potencia conectada equivale al Promedio de las Dos Máximas Anuales. Se considera que este valor representa la capacidad contratada operativa de los agentes.
- **Variables de Potencia Activa:** Los cálculos se fundamentan exclusivamente en variables de potencia y energía activa (MW y MWh). Se adopta el supuesto simplificador de un factor de potencia unitario para todo el sistema, lo que permite desprestigiar los flujos de potencia reactiva. En consecuencia, las capacidades nominales de las instalaciones, expresadas técnicamente en Potencia Aparente (MVA), se consideran numéricamente equivalentes a Potencia Activa (MW) para efectos de la asignación de uso.
- **Moneda y Actualización:** Todos los resultados monetarios se expresan en Dólares de los Estados Unidos (USD) corrientes de cada año, calculados mediante la indexación semestral de los valores base (AVI, COMA, AEIR).
- **Uniformidad en la Aplicación Tarifaria:** Para efectos de la simulación, se asume que la metodología evaluada se aplica de manera simultánea y uniforme a todos los agentes (clientes libres y generadoras) que hacen uso de las instalaciones dedicadas. No se modelan escenarios híbridos ni negociaciones individuales diferenciadas, con el objetivo de evaluar el comportamiento sistémico de cada propuesta y su capacidad recaudación sin distorsiones cruzadas.

5.2.6. Análisis de Sensibilidad de los Supuestos del Modelo

Los supuestos adoptados en la Sección 5.2.5 permiten destrabar operativamente el modelo de simulación, pero es necesario evaluar si su relajación podría alterar las conclusiones del estudio. A continuación, se analiza analíticamente el impacto de cada supuesto sobre el ranking relativo de las metodologías, sin necesidad de reejecutar la simulación completa.

5.2.6.1 Supuesto 1: Factor de Potencia Unitario ($\cos \varphi = 1$)

El modelo asume que las capacidades nominales de las instalaciones, expresadas en potencia aparente [MVA], son numéricamente equivalentes a potencia activa [MW]. En la práctica, los clientes industriales operan con factores de potencia típicos en el rango $0,90 \leq \cos \varphi \leq 0,95$.

Para evaluar el efecto de este supuesto, es necesario distinguir la naturaleza de las magnitudes involucradas en cada fórmula. Las mediciones del Balance de Energía del CEN registran potencia y energía activa [MW, MWh], mientras que las capacidades nominales de las instalaciones están expresadas en potencia aparente [MVA]. Al asumir $\cos \varphi = 1$, se tratan ambas

magnitudes como equivalentes. Al relajar este supuesto, la conversión correcta del numerador a unidades de potencia aparente es:

$$S_{\text{cliente}} = \frac{P_{\text{activa}}}{\cos \varphi} \quad (5.3)$$

Se analiza el impacto sobre cada metodología:

Metodología 1 (Máximas Anuales):

El cargo tiene la forma $P_{\text{máx}} \cdot \frac{V_{ATT}}{P_{\text{capacidad}}}$, donde $P_{\text{máx}}$ proviene de mediciones en [MW] y $P_{\text{capacidad}}$ corresponde a la capacidad de placa en [MVA]. Al corregir el numerador para expresarlo en unidades consistentes con el denominador:

$$\text{Cargo M1} \propto \frac{P_{\text{máx}} / \cos \varphi}{S_{\text{capacidad}}} = \frac{1}{\cos \varphi} \cdot \frac{P_{\text{máx}}}{S_{\text{capacidad}}} \quad (5.4)$$

El cargo se incrementa por un factor $1/\cos \varphi$ respecto del escenario base. Para un factor de potencia típico de $\cos \varphi = 0,93$, esto representa un aumento del $\sim 7,5$ %.

Metodología 3 (Máximas Diarias):

Análogo al caso de M1, el cargo depende del cociente $\frac{P_{\text{prom_max_dia}}}{P_{\text{capacidad}}}$, donde el numerador está en [MW] y el denominador en [MVA]. La corrección es idéntica:

$$\text{Cargo M3} \propto \frac{1}{\cos \varphi} \cdot \frac{P_{\text{prom_max_dia}}}{S_{\text{capacidad}}} \quad (5.5)$$

M3 se incrementa en la misma proporción que M1.

Metodología 2 (Potencia Conectada):

El cargo es proporcional a $\frac{P_{\text{conectada}}}{\sum_i P_i}$. En esta fórmula, tanto el numerador como el denominador corresponden a potencias del mismo tipo (potencia activa de los clientes). Al escalar todas las potencias por $1/\cos \varphi$:

$$\text{Cargo M2} \propto \frac{P_{\text{conectada}} / \cos \varphi}{\sum_i P_i / \cos \varphi} = \frac{P_{\text{conectada}}}{\sum_i P_i} \quad (5.6)$$

El factor se cancela. M2 es invariante ante este supuesto.

Metodología 4 (Energía):

El cargo se basa en el cociente $\frac{E_{\text{cliente}}}{\sum_i E_i}$. Ambas magnitudes corresponden a energía activa [MWh], por lo que el factor de potencia no interviene. M4 es invariante.

Conclusión:

La relajación del supuesto de factor de potencia unitario incrementa los cargos de M1 y M3 en un factor $1/\cos \varphi$ (del orden de 5–8 % para valores industriales típicos), mientras que M2 y M4 permanecen inalteradas. Dado que M1 y M3 escalan por el mismo factor, su orden relativo no cambia. Cabe señalar que la normativa chilena exige a los clientes industriales un $\cos \varphi$ mínimo de 0,93, lo que acota el rango de impacto de este supuesto. La robustez del ranking completo entre las cuatro metodologías se demuestra numéricamente en el Capítulo de Resultados (Sección 6.8).

5.2.6.2 Supuesto 2: Proyección de Demanda Constante (2024–2027)

Se asume que los perfiles de carga del año base 2024 se replican idénticamente para los años 2025, 2026 y 2027. En la práctica, la demanda podría crecer durante el cuatrienio. Considérese un factor de crecimiento uniforme $\lambda > 1$ aplicado a todos los clientes de un mismo tramo. Se analiza el efecto sobre las dos familias de metodologías:

Metodologías de precio fijo (M1 y M3):

Los cargos dependen del cociente entre una variable de potencia del cliente y la capacidad nominal del tramo:

$$\text{Cargo}_k^{\text{M1/M3}} \propto \frac{\lambda \cdot P_{\text{cliente}}}{P_{\text{capacidad}}} \cdot VATT_k \quad (5.7)$$

El crecimiento de la demanda incrementa el cargo individual de manera proporcional a λ . Dado que este efecto opera de la misma forma en M1 y M3, el *orden relativo entre ambas* se preserva. Lo que cambia es la magnitud absoluta del peaje y, consecuentemente, el ratio de recuperación de ingresos: se amplificaría para M1 (agravando la sobre-recaudación) y se reduciría el déficit de M3 (acercándola al objetivo).

Metodologías de prorrateo (M2 y M4):

Los cargos distribuyen un costo residual fijo entre los usuarios del tramo. Para M4, por ejemplo:

$$\text{Cargo M4}_k = \lambda \cdot E_{\text{cliente},k} \cdot \frac{(1 - \% \text{Reg}) \cdot VATT_k}{\sum_i \lambda \cdot E_{i,k}} = E_{\text{cliente},k} \cdot \frac{(1 - \% \text{Reg}) \cdot VATT_k}{\sum_i E_{i,k}} \quad (5.8)$$

El factor λ se cancela al aparecer tanto en el numerador como en el denominador. Análogamente, en M2 un crecimiento uniforme de las potencias conectadas se cancela. En consecuencia, los cargos M2 y M4 son **invariantes** ante un crecimiento homogéneo de la demanda, y su suficiencia de ingresos se mantiene en el 100 %.

Conclusión:

Bajo un crecimiento de demanda uniforme, M2 y M4 son completamente insensibles, mientras que M1 y M3 escalan proporcionalmente por el mismo factor λ , preservando su

orden relativo por construcción algebraica. La robustez del ranking completo entre las cuatro metodologías se demuestra numéricamente en el Capítulo de Resultados (Sección 6.8).

5.2.6.3 Supuesto 3: Potencia Conectada Aproximada ($P_{\text{conectada}} \approx \bar{P}_{\text{máx,anual}}$)

Ante la indisponibilidad pública de la potencia conectada contractual de cada cliente en redes de distribución, se aproximó este valor mediante el promedio de las dos máximas potencias anuales registradas. Este supuesto afecta exclusivamente a la Metodología 2.

Si las potencias conectadas reales fueran un factor k mayores que las estimadas (lo cual es plausible, dado que la capacidad contratada suele exceder la demanda máxima histórica), el cargo de M2 para el cliente i se transformaría en:

$$\text{Cargo M2}_i = k \cdot P_{\text{est},i} \cdot \frac{(1 - \% \text{Reg}) \cdot VATT}{\sum_h k \cdot P_{\text{est},h}} = P_{\text{est},i} \cdot \frac{(1 - \% \text{Reg}) \cdot VATT}{\sum_h P_{\text{est},h}} \quad (5.9)$$

donde $P_{\text{est},i}$ es la potencia estimada del cliente i . Al aplicarse un factor de escala uniforme k a todos los clientes del mismo tramo, este se cancela. En consecuencia, el cargo individual de M2 es **invariante** ante un sesgo multiplicativo constante en la estimación de la potencia conectada.

El único escenario en que este supuesto podría distorsionar los resultados es si la relación entre potencia conectada real y potencia máxima registrada fuera *sistemáticamente diferente* entre clientes.

Conclusión:

La aproximación de la potencia conectada no modifica el ranking entre metodologías ni el cargo agregado de M2.

5.2.6.4 Síntesis del Análisis de Sensibilidad

La Tabla 5.5 resume el efecto de cada supuesto sobre las cuatro metodologías.

TABLA 5.5: Resumen del análisis de sensibilidad de los supuestos del modelo.

Supuesto relajado	M1	M2	M3	M4	Par M1–M3
Factor de potencia	$1/\cos \varphi$	Invariante	$1/\cos \varphi$	Invariante	Sin cambio
Crecimiento de demanda	Escala λ	Invariante	Escala λ	Invariante	Sin cambio
$P_{\text{conect.}}$	—	Invariante	—	—	—

La robustez algebraica aplica al par M1–M3: ambas metodologías escalan por el mismo factor, por lo que su orden relativo es invariante por construcción. Para M2 y M4, la invariancia se explica por la naturaleza de cociente de sus fórmulas de prorrateo. La robustez del ranking completo entre las cuatro metodologías se demuestra numéricamente en el Capítulo de Resultados (Sección 6.8).

Los tres supuestos analizados resultan ser *aproximaciones controladas*. En el par M1–M3, ambas metodologías escalan por el mismo factor ante la relajación del factor de potencia o el crecimiento de demanda, por lo que su orden relativo es invariante por construcción. Para

M2 y M4, la invariancia se explica por la naturaleza de cociente de sus fórmulas de prorrateo, donde factores de escala homogéneos se cancelan. En cuanto a la revisión de si altera el ranking entre las cuatro metodologías, el argumento es cuantitativo y se desarrolla en el Capítulo de Resultados a partir de los scores calculados (Sección [6.8](#)).

6. Análisis de Resultados

Índice del capítulo

6.1.	Resumen del capítulo	56
6.2.	Análisis de Magnitud del Peaje	57
6.3.	Análisis de Estabilidad y Variabilidad Temporal	58
6.3.1.	Validación de la Señal de Uso	59
6.4.	Análisis de Suficiencia de Ingresos (Riesgo Transmisor)	60
6.5.	Análisis de Equidad Tarifaria y Factor de Carga	62
6.5.1.	Regla operativa según tipo de cliente (Factor de Carga)	64
6.6.	Impacto Financiero por Empresa Transmisora	70
6.7.	Síntesis Comparativa	71
6.8.	Estrategia de Negociación	72

6.1. Resumen del capítulo

En este capítulo se presentan y discuten críticamente los resultados obtenidos tras la aplicación de las cuatro metodologías de tarificación al caso de estudio, conformado por 55 clientes libres durante el período 2024–2027. El análisis contrasta el desempeño de cada método bajo condiciones operativas reales, evaluando sus implicancias tanto para los usuarios finales como para los propietarios de la red.

La evaluación se estructura en cinco dimensiones analíticas:

1. **Impacto Económico:** Comparación de la magnitud del peaje mensual y tendencias de costo por cliente.
2. **Estabilidad:** Análisis de la predictibilidad de los flujos de pago.
3. **Suficiencia de Ingresos:** Evaluación de la capacidad de cada método para cubrir los costos de inversión (VATT), analizando el riesgo comercial para el transmisor.
4. **Equidad Tarifaria:** Evaluación de la señal de precios en función de la eficiencia de uso (Factor de Carga).
5. **Priorización y Estrategia:** Construcción de un score económico robusto que integra precio y variabilidad por perfil de cliente, y definición de la postura de negociación recomendada por empresa transmisora.

6.2. Análisis de Magnitud del Peaje

El primer criterio de evaluación es el impacto económico directo sobre el cliente. Para ello, se calculó el peaje promedio mensual durante el horizonte de evaluación.

La Figura 6.1 presenta los resultados ordenando a los clientes de menor a mayor según el costo obtenido con la Metodología 1. Esta disposición permite utilizar la M1 (actual estándar de facto) como línea base de referencia para contrastar el comportamiento de las alternativas.

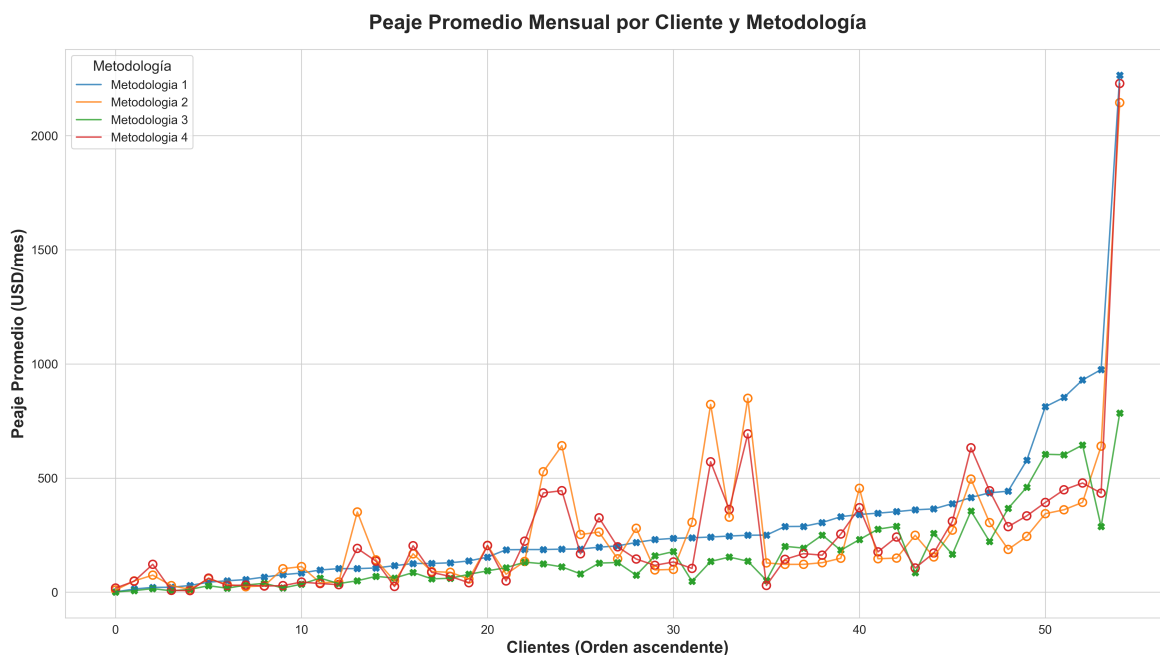


FIGURA 6.1: Peaje promedio mensual por cliente y metodología. El ordenamiento ascendente según la M1 (curva azul) evidencia que esta metodología actúa sistemáticamente como el techo de costos, mientras que la M4 (curva roja) tiende a minimizar el pago para la mayoría de los usuarios. Fuente: Elaboración propia.

Del análisis de la magnitud se desprenden las siguientes conclusiones estructurales:

- **El Costo de la Ineficiencia (M1):** La curva azul (Metodología 1) se sitúa sistemáticamente en la parte superior del gráfico para el 95 % de la muestra. Esto confirma que el cobro basado en el promedio de las máximas potencias anuales resulta ser la opción más onerosa, ya que obliga al cliente a pagar por su capacidad de punta histórica (P_{max_anual}) de forma permanente, sin ofrecer descuentos por los períodos de bajo consumo o uso eficiente de la red.
- **Ahorro por Uso Efectivo (M4 y M3):** La Metodología 4 (línea roja) y la Metodología 3 (línea verde) se ubican predominantemente en la zona inferior. Esto indica que las tarifas basadas en variables dinámicas (energía o potencia diaria) reducen la carga financiera global al ajustar el cobro a la utilización real de la infraestructura, eliminando

el pago por capacidad ociosa.

- **Comportamiento de M2:** La Metodología 2 (naranja) sigue una tendencia muy similar a la M1 pero desplazada hacia abajo. Al ser un cargo fijo por potencia conectada, comparte la rigidez de la M1, pero resulta más económica en términos absolutos debido a que la base de prorratio (suma de potencias conectadas) suele ser mayor que la suma de demandas máximas coincidentes, diluyendo el precio unitario.

6.3. Análisis de Estabilidad y Variabilidad Temporal

La predictibilidad de los flujos de caja es un atributo clave tanto para la planificación presupuestaria del cliente como para la estabilidad de ingresos del transmisor. Para cuantificar la volatilidad de los pagos, se calculó el Coeficiente de Variación (CV) mensual para cada cliente, definido como:

$$CV = \frac{\sigma}{\mu} \quad (6.1)$$

Donde σ es la desviación estándar de los pagos mensuales y μ es el promedio.

La Figura 6.2 contrasta la estabilidad estructural de las metodologías estáticas versus la volatilidad operativa de las dinámicas.

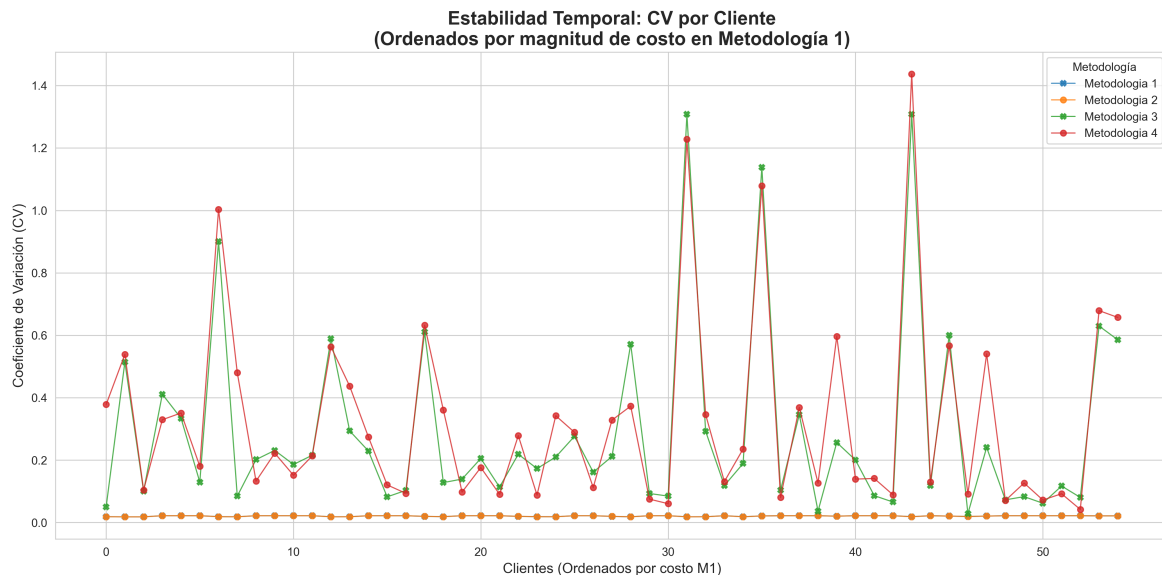


FIGURA 6.2: Comportamiento del Coeficiente de Variación (CV) por cliente. Se observa una dicotomía clara: las metodologías estáticas M1/M2 (líneas planas inferiores) ofrecen certidumbre total, mientras que M3/M4 (líneas fluctuantes) transfieren la variabilidad operativa a la factura. Fuente: Elaboración propia.

El diagrama de caja de la Figura 6.3 resume la dispersión estadística de este indicador.

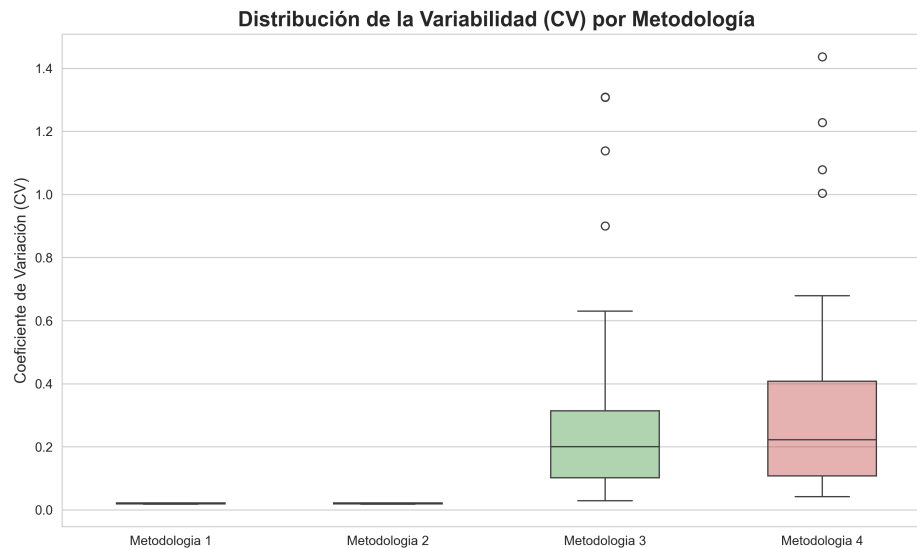


FIGURA 6.3: Distribución estadística de la volatilidad (CV). Las cajas comprimidas de M1/M2 confirman su carácter de costo fijo, en contraste con la dispersión de M3/M4 que depende del perfil de consumo. Fuente: Elaboración propia.

Los resultados confirman dos naturalezas tarifarias opuestas:

- **Estabilidad Estructural (M1 y M2):** Presentan un CV cercano a cero. Al depender de parámetros estáticos, ofrecen flujos de caja fijos y predecibles, actuando financieramente como un “arriendo de capacidad”.
- **Variabilidad Operativa (M3 y M4):** Exhiben un CV alto y heterogéneo. Esta variabilidad implica que la factura mensual no es plana, sino que fluctúa en función de la estacionalidad o intensidad productiva del cliente.

6.3.1. Validación de la Señal de Uso

Para confirmar que la variabilidad observada en M3 y M4 no es un defecto matemático, sino una señal económica correcta, la Figura 6.4 correlaciona la variabilidad del pago con la variabilidad física del consumo (energía y potencia).

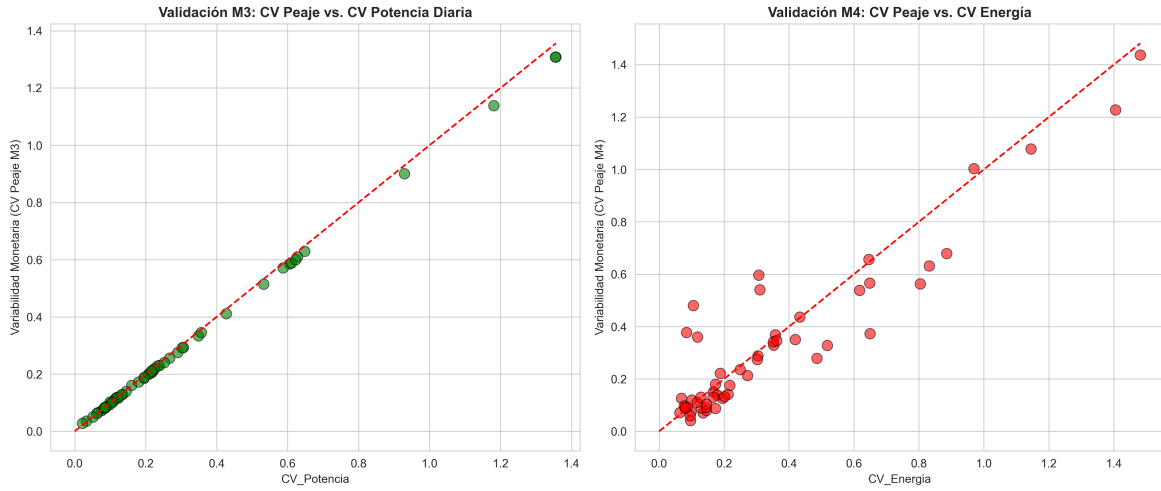


FIGURA 6.4: Correlación entre variabilidad física y monetaria. La alineación precisa sobre la recta de identidad ($y = x$) valida que las metodologías M3 y M4 son transparentes y no introducen ruido artificial en la señal de precios. Fuente: Elaboración propia.

La alineación precisa sobre la recta de identidad ($y = x$) demuestra que las metodologías M3 y M4 transfieren la volatilidad operativa del cliente al costo, sin que las otras variables exógenas introduzcan distorsiones significativas.

Este resultado confirma que el componente variable de la fórmula (el denominador correspondiente a la suma total de demanda del tramo) actúa como un parámetro cuasi-estable gracias al efecto portafolio. Al agregar los consumos de múltiples usuarios, las fluctuaciones individuales tienden a compensarse.

En consecuencia, la señal de precio que percibe el cliente es limpia. Paga más cuando usa más el sistema, sin verse penalizado por la volatilidad de terceros, lo cual es un atributo deseable de eficiencia económica y equidad.

6.4. Análisis de Suficiencia de Ingresos (Riesgo Transmisor)

La sostenibilidad del modelo depende de que la recaudación cubra los costos eficientes de la infraestructura. Si bien en sistemas dedicados no existe una garantía legal de recuperación exacta, el Valor Anual de Transmisión (VATT) constituye el *benchmark* técnico para evaluar la suficiencia de los ingresos.

Para cuantificar este desempeño, se define el *Ratio de Recuperación* como el porcentaje del costo anual asignable a clientes libres que logra cubrir cada metodología:

$$Ratio_{recuperacion} = \frac{\text{Recaudación Proyectada}}{VATT_{Objetivo}} \times 100 \quad (6.2)$$

Donde $VATT_{Objetivo} = (1 - \%Regulado)VATT$.

La Figura 6.5 presenta la dispersión de este indicador activo por activo.

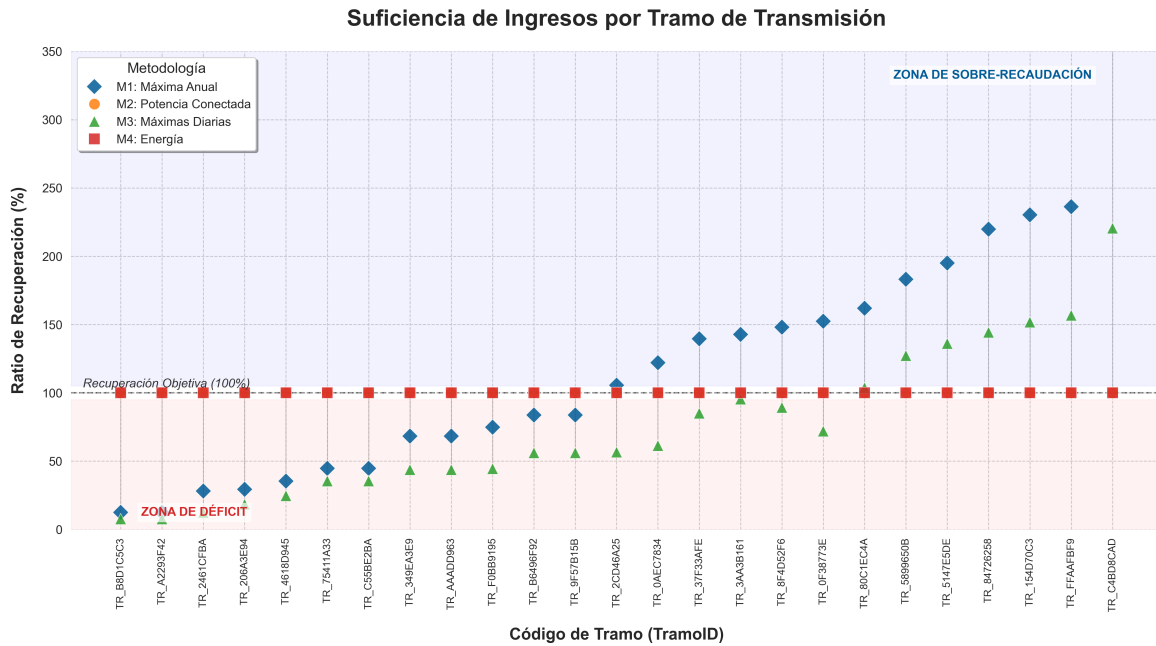


FIGURA 6.5: Ratio de recuperación de ingresos por tramo (*Recaudación/VATT*). Los puntos alineados verticalmente muestran el desempeño de cada metodología para un mismo activo. Se evidencia el riesgo de déficit en la zona izquierda para M1/M3 y la certeza financiera de M2/M4 (línea del 100 %). Fuente: Elaboración propia.

Este análisis revela un conflicto estructural de incentivos:

- **Certeza Financiera (M2 y M4):** Las metodologías basadas en Potencia Conectada (naranja) y Energía (rojo) se ubican sistemáticamente sobre la línea del 100 %. Tal como se demostró algebraicamente en la Sección 4.8, estas metodologías corresponden a esquemas de prorrateo proporcional del costo residual, por lo que presentan cierre contable estructural a nivel de tramo. En consecuencia, el ratio de recuperación converge exactamente a la unidad para todos los activos, garantizando el equilibrio financiero del transmisor y eliminando el riesgo de demanda.
- **Riesgo de Volumen (M1 y M3):** Las metodologías basadas en capacidad física (azul y verde) fijan un cargo unitario independiente del ingreso residual que debe recuperarse en cada tramo. En consecuencia, la recaudación total depende del nivel efectivo de uso agregado, pudiendo diferir del costo objetivo.
 - **Zona de Déficit:** En tramos ubicados a la izquierda del gráfico, la recaudación no alcanza a cubrir el VATT residual, generando un déficit financiero para la empresa transmisora.
 - **Zona de Sobre-recaudación:** En tramos ubicados a la derecha, la M1 puede generar ingresos que duplican o incluso triplican el costo real del tramo, produciendo

una sobre-recaudación que incrementa innecesariamente el costo para los clientes.

6.5. Análisis de Equidad Tarifaria y Factor de Carga

Con el fin de explicar las diferencias de costo observadas entre metodologías desde una perspectiva de uso eficiente de la red, se analizó la relación entre el *Precio Unitario Efectivo* ($P_{efectivo}$) y el *Factor de Carga* (FC) de cada cliente.

El Factor de Carga constituye un indicador sintético del grado de aprovechamiento de la capacidad demandada, y se define como:

$$FC_{promedio} = \frac{\sum_{k=1}^n E_k}{P_{max_anual} \cdot n \cdot 720} \quad (6.3)$$

Por su parte, el Precio Unitario Efectivo representa el costo medio real por unidad de energía transportada durante el horizonte de análisis:

$$P_{efectivo} = \frac{\sum_{k=1}^n Peaje_k}{\sum_{k=1}^n E_k} \quad (6.4)$$

A partir de estas definiciones, se construyó un análisis de dispersión para la totalidad de la muestra, correlacionando ambas variables para cada una de las metodologías evaluadas. Con el propósito de identificar el comportamiento estructural del costo unitario frente a cambios en el perfil de utilización de la red, se generaron curvas de tendencia suavizadas para cada metodología.

La Figura 6.6 presenta dichas tendencias, incorporando un acercamiento al rango operativo más representativo ($P < 4,5$ USD/MWh), con el objeto de facilitar la identificación de las zonas donde cambia la conveniencia relativa entre metodologías.

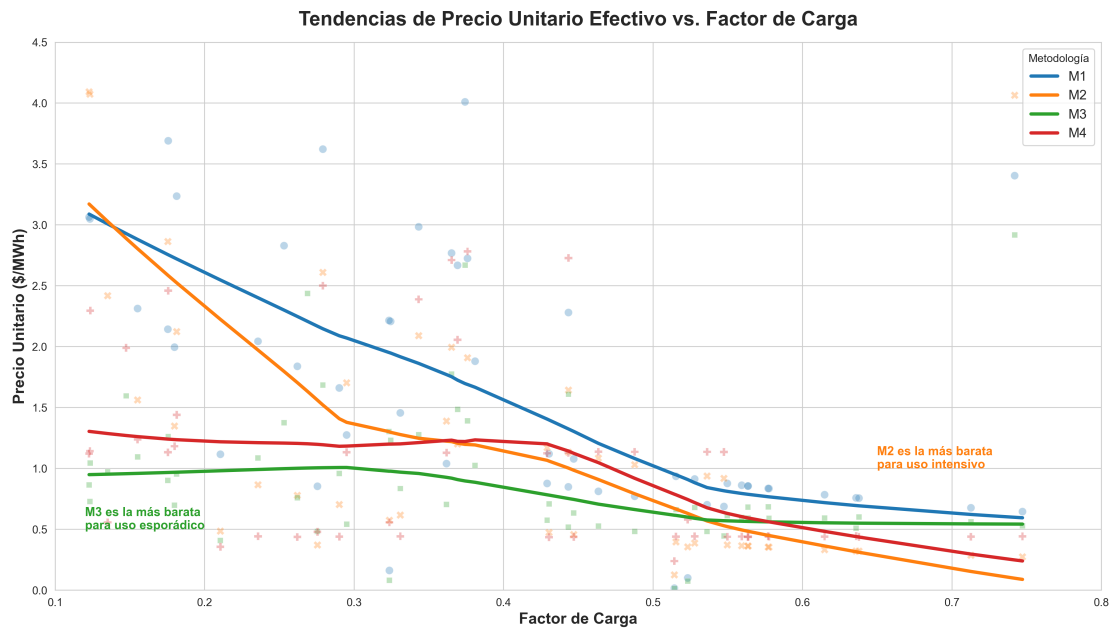


FIGURA 6.6: Tendencias del Precio Unitario Efectivo en función del Factor de Carga. Las curvas permiten observar cómo la estructura de cobro de cada metodología modifica la señal económica percibida por clientes con distintos perfiles de uso. Fuente: Elaboración propia.

La lectura general de la figura permite identificar tres patrones relevantes.

- **Mayor sensibilidad de las metodologías basadas en capacidad ante bajos factores de carga:** Las metodologías M1 y M2, al sustentarse en variables de capacidad, tienden a exhibir precios unitarios efectivos más altos cuando el cliente presenta un uso intermitente o poco intensivo de la red. En estos casos, el costo fijo asociado a la capacidad reservada se distribuye sobre un menor volumen de energía, elevando el valor final expresado en USD/MWh.
- **Mejor desempeño relativo de las metodologías dinámicas en perfiles de menor utilización:** En la zona de bajo factor de carga, la **Metodología 3** tiende a ubicarse entre las alternativas de menor precio efectivo, al vincular el cobro con una señal más próxima al uso efectivo del sistema. Esto reduce el castigo económico asociado a mantener capacidad poco utilizada durante buena parte del período.
- **Convergencia de conveniencia en clientes de mayor intensidad de uso:** A medida que el factor de carga aumenta, las diferencias entre metodologías se reducen y la **Metodología 2** mejora sustancialmente su posición relativa. Esto ocurre porque, al tratarse de un cargo fijo por potencia conectada, el mayor consumo de energía permite diluir dicho costo sobre una base energética más alta, reduciendo el precio unitario efectivo.

En términos conceptuales, estos resultados muestran que la equidad tarifaria no depende únicamente del nivel absoluto de cobro, sino también de la coherencia entre la variable de

tarificación utilizada y la forma en que cada cliente emplea la infraestructura. En particular, las metodologías basadas en capacidad tienden a penalizar perfiles de baja utilización relativa, mientras que aquellas vinculadas al uso efectivo de la red entregan una señal de precios más alineada con la intensidad real de consumo.

No obstante, esta relación no debe interpretarse de manera aislada ni como criterio suficiente para seleccionar una metodología. En efecto, una alternativa con menor precio unitario efectivo puede presentar simultáneamente una mayor variabilidad mensual o una menor capacidad de recuperación del ingreso objetivo del tramo. Si el objetivo fuera evaluar a cada cliente de forma individual, bastaría con identificar la metodología de menor precio efectivo para ese cliente, consultar si la variabilidad mensual asociada es operativamente tolerable, y tomar una decisión caso a caso.

Sin embargo, el contexto de este estudio es distinto: Evol actúa como empresa asesora que gestiona una *cartera* de clientes por empresa transmisora, y la negociación con cada transmisora se realiza sobre una única metodología aplicable al conjunto de clientes de esa cartera, no de forma individual. Esto implica que la metodología seleccionada debe ser conveniente en promedio para el grupo, aun cuando no sea óptima para cada cliente en particular. Por ello, la lectura del factor de carga debe integrarse con las demás dimensiones analizadas, especialmente estabilidad y suficiencia de ingresos, y traducirse en una regla operativa a nivel de cartera. Con ese propósito se desarrolla el sistema de *score económico robusto* presentado en la sección siguiente.

6.5.1. Regla operativa según tipo de cliente (Factor de Carga)

Los resultados de la sección anterior muestran que la relación entre precio unitario efectivo y factor de carga genera patrones sistemáticos en el desempeño relativo de las metodologías. Para que esta evidencia sea útil en términos de decisión, es necesario traducirla en una regla operativa aplicada.

Dicha regla no se formula como un umbral rígido del tipo “si el coeficiente de variación supera cierto valor, entonces la metodología debe descartarse”, ya que la conveniencia de una metodología no depende únicamente de su volatilidad mensual, sino del equilibrio entre el nivel de precio esperado y la exposición a escenarios menos favorables. Bajo esta lógica, el factor de carga adquiere valor como variable de interpretación, pues resume la intensidad con que cada cliente utiliza la capacidad que demanda del sistema. Una mayor volatilidad no constituye por sí sola una desventaja concluyente: si la reducción en precio efectivo es suficientemente significativa, dicha volatilidad puede pasar a un segundo plano desde la perspectiva económica del cliente.

Pueden distinguirse tres comportamientos generales. En clientes con **factor de carga alto**, la **M2** tiende a fortalecerse, ya que su cargo fijo se diluye sobre un mayor volumen de energía, combinando precio competitivo con alta estabilidad. En clientes con **factor de carga medio**, la comparación relevante se da entre **M2** y **M3**, dependiendo del peso asignado al menor costo frente a la estabilidad. En clientes con **factor de carga bajo**, cobra importancia la reducción del castigo por capacidad subutilizada, lo que favorece a **M3** incluso con mayor variabilidad.

La Tabla 6.1 resume la composición de la cartera analizada por grupo de factor de carga y empresa transmisora. Cabe precisar que esta clasificación corresponde exclusivamente a la cartera de clientes libres EVOL y no a la totalidad de usuarios de cada empresa transmisora.

TABLA 6.1: Distribución de clientes de la cartera analizada por grupo de factor de carga y empresa transmisora.

Empresa transmisora	Grupo de factor de carga			Total
	FC bajo	FC medio	FC alto	
CGE	10	6	0	16
Chilquinta	0	2	0	2
Enel	9	9	16	34
STS	0	1	2	3

Para operacionalizar esta lectura, se construyeron gráficos comparativos por empresa transmisora segmentados por grupo de factor de carga (Figuras 6.7–6.10). En **CGE** y **Enel**, donde el número de observaciones permite una lectura agregada, se representó la **mediana** y el **percentil 90 (P90)** de precio efectivo y coeficiente de variación. Para **Chilquinta** y **STS**, se reportaron los valores observados por cliente.

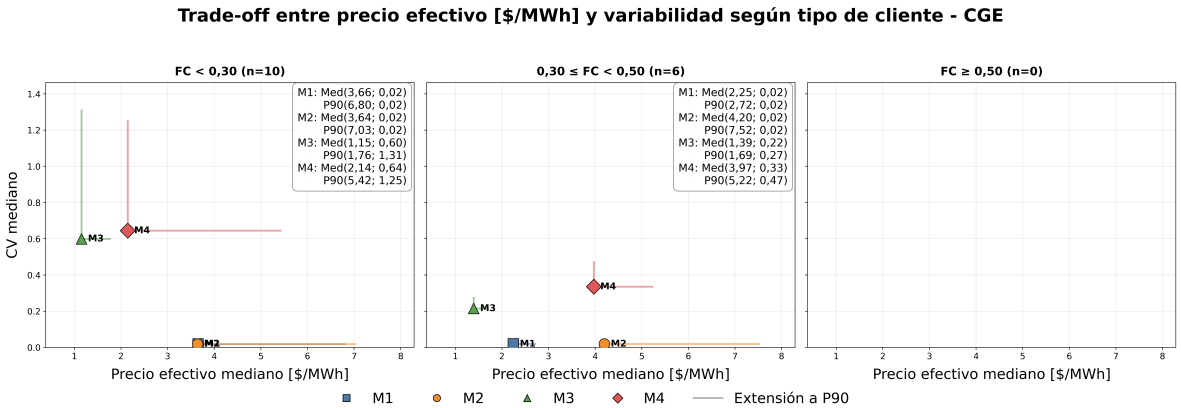


FIGURA 6.7: Trade-off entre precio efectivo y variabilidad por grupo de factor de carga para la cartera analizada de CGE. Cada marcador representa la mediana de la metodología respectiva y las extensiones indican el percentil 90 de ambas variables. Fuente: Elaboración propia.

Trade-off entre precio efectivo [\$/MWh] y variabilidad según tipo de cliente - Enel

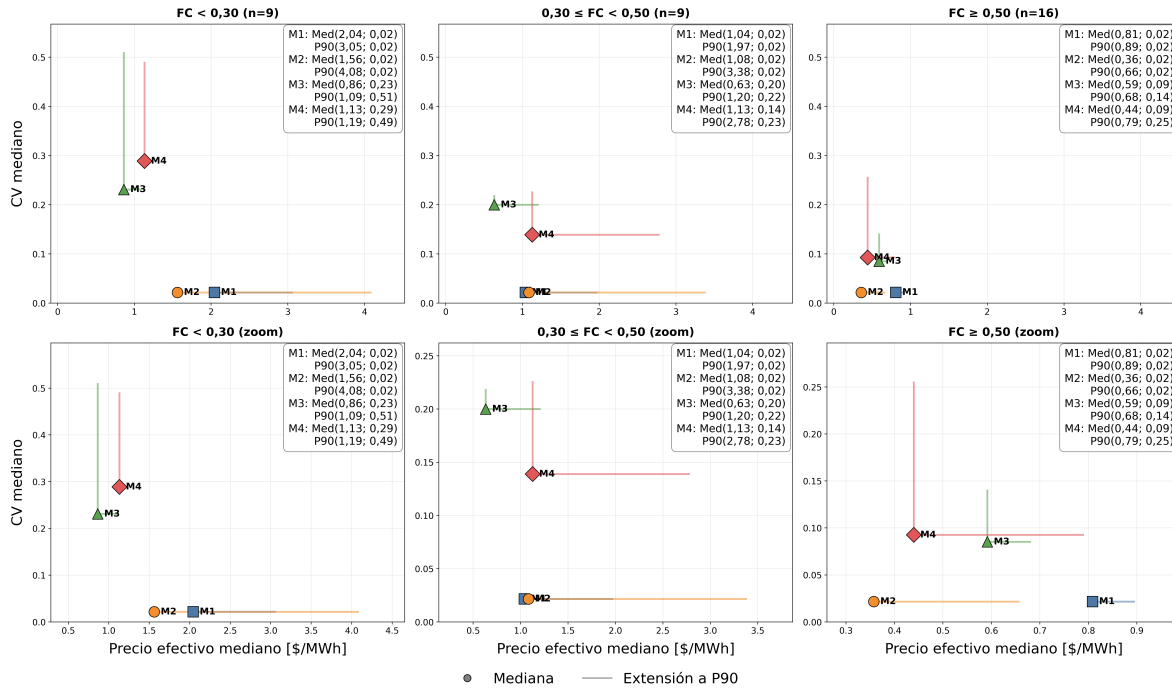


FIGURA 6.8: Trade-off entre precio efectivo y variabilidad por grupo de factor de carga para la cartera analizada de Enel. La fila superior presenta la escala global y la fila inferior un acercamiento a la zona de mayor concentración de observaciones. Cada marcador representa la mediana y las extensiones su percentil 90. Fuente: Elaboración propia.

Precio efectivo [\$/MWh] y variabilidad por tipo de cliente - Chilquinta

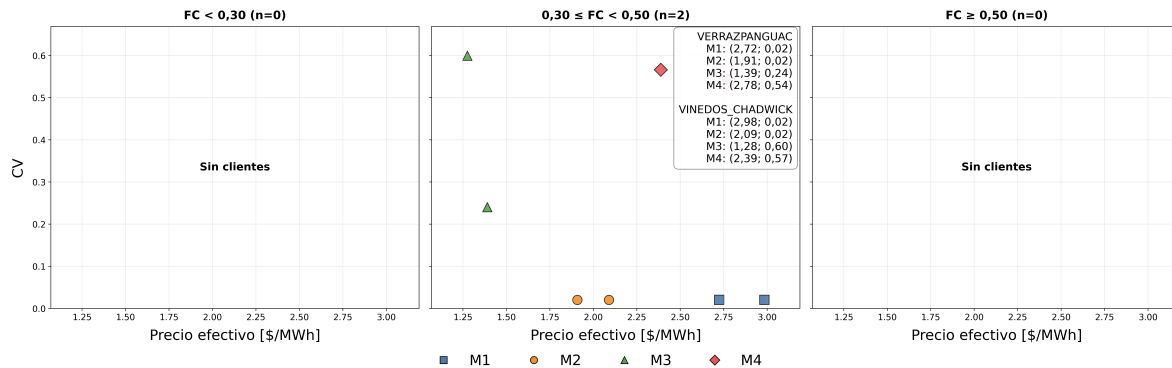


FIGURA 6.9: Precio efectivo y coeficiente de variación observados por grupo de factor de carga para la cartera analizada de Chilquinta. Cada punto corresponde a un cliente y metodología específica. Fuente: Elaboración propia.

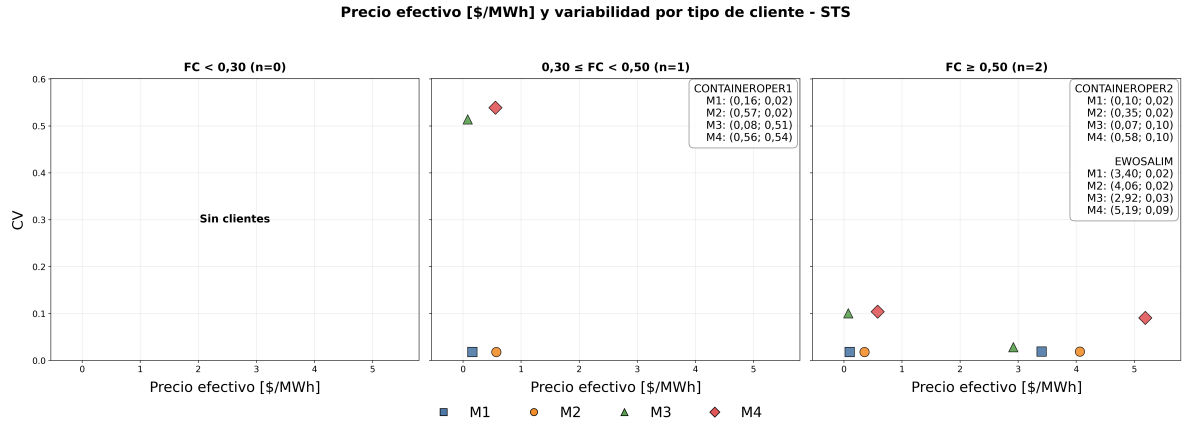


FIGURA 6.10: Precio efectivo y coeficiente de variación observados por grupo de factor de carga para la cartera analizada de STS. Cada punto corresponde a un cliente y metodología específica. Fuente: Elaboración propia.

Score económico robusto.

Para transformar la evidencia gráfica en un criterio explícito de priorización, se definió un *score económico robusto* que combina, para cada grupo de factor de carga g y metodología j , el desempeño típico (mediana) con la exposición a escenarios desfavorables (percentil 90):

$$P_{g,j}^{mix} = \alpha P_{g,j}^{med} + (1 - \alpha) P_{g,j}^{P90} \quad (6.5)$$

$$CV_{g,j}^{mix} = \beta CV_{g,j}^{med} + (1 - \beta) CV_{g,j}^{P90} \quad (6.6)$$

donde α y β controlan el peso relativo asignado al comportamiento típico frente al escenario desfavorable. El score por grupo se define como:

$$Score_{g,j} = P_{g,j}^{mix} (1 + CV_{g,j}^{mix}) \quad (6.7)$$

La estructura multiplicativa preserva una interpretación directa: el precio efectivo constituye la dimensión principal, mientras que la volatilidad actúa como un recargo proporcional. Así, un CV^{mix} de 0,3 equivale a un sobrecosto implícito del 30 % sobre el precio ajustado, capturando la intuición de que la incertidumbre tiene un costo para el cliente, pero subordinado al nivel de precio. El score se agrega a nivel de cartera ponderando por la composición de factor de carga:

$$Score_j = \sum_g w_g Score_{g,j} \quad (6.8)$$

donde w_g es la proporción de clientes en el grupo g . La metodología preferida minimiza $Score_j$.

Robustez del ranking.

Para evaluar la sensibilidad del ordenamiento, se analizaron tres escenarios de ponderación que cubren las configuraciones relevantes del espacio (α, β) :

- **Escenario 1** ($\alpha=0,5$, $\beta=0,5$): Peso equitativo entre el caso típico y el desfavorable en ambas dimensiones. Representa un perfil de decisión averso al riesgo, que no privilegia la mediana por sobre el percentil 90 ni en precio ni en volatilidad.
- **Escenario 2 — Base** ($\alpha=0,9$, $\beta=0,75$): Prioriza el comportamiento típico de la cartera, con cautela moderada en volatilidad. Refleja a un cliente industrial con operación estable que toma el nivel de precio esperado como variable de decisión principal y la volatilidad como criterio secundario. Este escenario se establece como el **escenario base** del análisis.
- **Escenario 3** ($\alpha=0,5$, $\beta=0,9$): Prioriza la protección frente a precios altos inesperados, pero es tolerante a la volatilidad mensual. Describe a un cliente con márgenes estrechos que no puede absorber un peaje excesivo pero tiene flexibilidad operativa para manejar facturas variables.

Los Escenarios 1 y 3 operan como análisis de sensibilidad que verifican la robustez del ordenamiento ante configuraciones extremas del espacio de ponderación. La Tabla 6.2 presenta los valores numéricos del score para cada escenario y empresa, y la Tabla 6.3 resume el ordenamiento resultante.

TABLA 6.2: Valores del score económico robusto por metodología y empresa bajo escenarios alternativos de ponderación. El valor mínimo por fila se indica en negrita.

Escenario	Empresa	Score M1	Score M2	Score M3	Score M4
Escenario 1 $\alpha = 0,5$, $\beta = 0,5$	CGE	4,280	5,641	2,497	7,020
	Chilquinta	2,965	2,076	2,023	4,150
	Enel	1,504	1,609	0,980	1,377
	STS	1,693	2,199	1,525	3,076
Escenario 2 — Base $\alpha = 0,9$, $\beta = 0,75$	CGE	3,405	4,266	2,002	4,875
	Chilquinta	2,923	2,047	1,947	4,045
	Enel	1,278	1,031	0,835	1,053
	STS	1,334	1,795	1,190	2,533
Escenario 3 $\alpha = 0,5$, $\beta = 0,9$	CGE	4,276	5,636	2,225	6,355
	Chilquinta	2,965	2,076	1,945	4,139
	Enel	1,504	1,609	0,943	1,316
	STS	1,693	2,198	1,509	3,071

TABLA 6.3: Ranking de metodologías obtenido mediante el score económico robusto bajo escenarios alternativos de ponderación.

Escenario	Empresa transmisora	Ranking
Escenario 1 $\alpha = 0,5, \beta = 0,5$	CGE	M3 < M1 < M2 < M4
	Chilquinta	M3 < M2 < M1 < M4
	Enel	M3 < M4 < M1 < M2
	STS	M3 < M1 < M2 < M4
Escenario 2 — Base $\alpha = 0,9, \beta = 0,75$	CGE	M3 < M1 < M2 < M4
	Chilquinta	M3 < M2 < M1 < M4
	Enel	M3 < M2 < M4 < M1
	STS	M3 < M1 < M2 < M4
Escenario 3 $\alpha = 0,5, \beta = 0,9$	CGE	M3 < M1 < M2 < M4
	Chilquinta	M3 < M2 < M1 < M4
	Enel	M3 < M4 < M1 < M2
	STS	M3 < M1 < M2 < M4

El ordenamiento exhibe una alta estabilidad. **M3 se mantiene como primera prioridad económica** en todas las carteras y bajo los tres escenarios, confirmando que su ventaja en precio persiste al incorporar medidas de robustez. La segunda prioridad es igualmente estable en **CGE** (M1), **Chilquinta** (M2) y **STS** (M1). La única instancia de inestabilidad ocurre en **Enel**, donde la segunda prioridad alterna entre M2 (Escenario base) y M4 (Escenarios 1 y 3). Dado que el escenario base prioriza el comportamiento típico de la cartera, M2 se establece como segunda prioridad para Enel.

Lectura por empresa transmisora.

- **CGE** (cartera FC bajo/medio): M3 domina económicamente en todos los escenarios. M1 se posiciona como segunda prioridad, dado que su estabilidad compensa el mayor nivel de precio para esta cartera de uso intermitente.
- **Chilquinta** (cartera FC medio): Secuencia M3–M2 consistente en los tres escenarios. La proximidad entre los scores de M3 y M2 (1,947 vs. 2,047 en el escenario base) indica que ambas metodologías son económicamente competitivas para esta cartera.
- **Enel** (cartera FC medio/alto): M3 mantiene la primera prioridad en todos los escenarios. La segunda prioridad se establece en M2 bajo el escenario base, tal como se discutió en el análisis de robustez del ranking.
- **STS** (cartera heterogénea): Secuencia M3–M1–M2 estable en los tres escenarios. M1 conserva competitividad como segunda alternativa a pesar de su mayor nivel de precio absoluto.

En síntesis, el score económico robusto confirma que **M3** emerge de manera consistente como la principal referencia económica para la cartera analizada. No obstante, esta regla no constituye un mecanismo autónomo de decisión: la definición de la postura final frente a

cada empresa transmisora requiere incorporar consideraciones de viabilidad negociadora y suficiencia de ingresos, lo cual se aborda en las siguientes secciones.

6.6. Impacto Financiero por Empresa Transmisora

Al agrupar los resultados por propietario de la red (Figura 6.11), se observa cómo las características de la demanda y la red afectan a cada empresa de manera diferente.

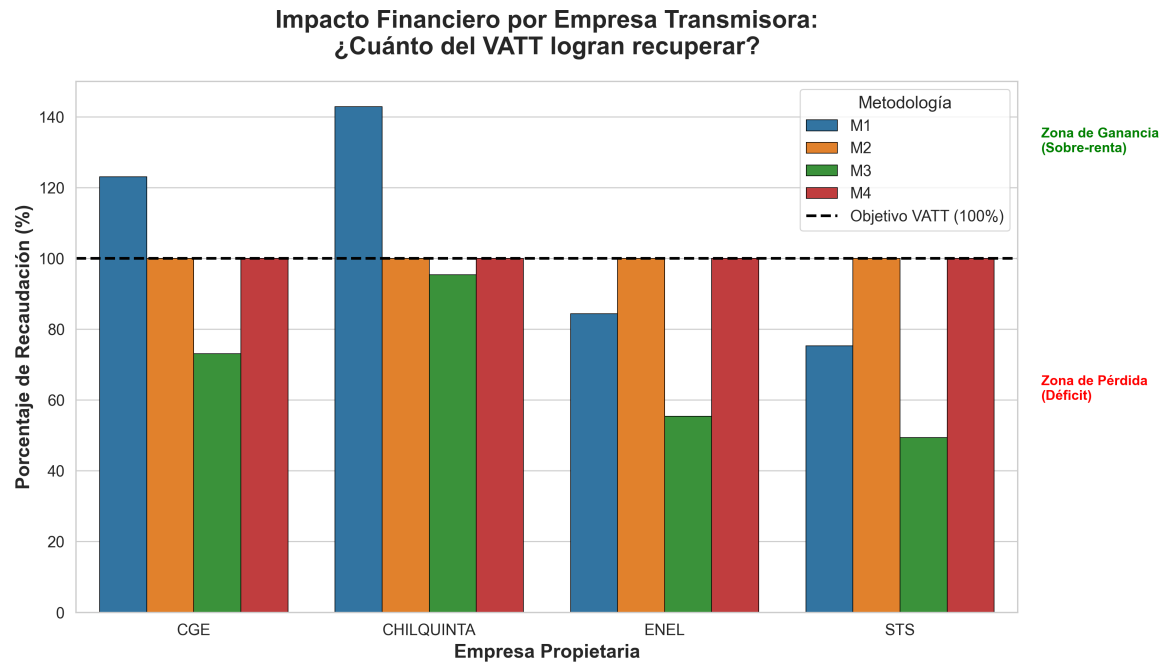


FIGURA 6.11: Ratio de recuperación consolidado por empresa transmisora. Se destaca que la M3 (barras verdes) resulta deficitaria para todas las empresas, haciéndola inviable comercialmente a pesar de ser conveniente para el cliente. Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 6.4 detalla los montos anuales que debería asumir la cartera de clientes de Evol bajo cada metodología.

Empresa	Ítem / Agente	Recaudación Anual Proyectada [kUSD]			
		M1	M2	M3	M4
CGE	Cientes Evol	292,5	336,1	112,1	277,3
	Resto de Agentes	8.182,1	6.551,8	4.924,7	6.610,6
	% <i>Recaudación Total</i>	123,0 %	100,0 %	73,1 %	100,0 %
CHILQUINTA	Cientes Evol	39,5	27,7	18,6	36,2
	Resto de Agentes	595,1	416,7	405,4	408,2
	% <i>Recaudación Total</i>	142,8 %	100,0 %	95,4 %	100,0 %
ENEL	Cientes Evol	413,3	268,5	286,8	283,6
	Resto de Agentes	3.304,6	4.136,4	2.151,3	4.121,3
	% <i>Recaudación Total</i>	84,4 %	100,0 %	55,4 %	100,0 %
STS	Cientes Evol	21,6	29,7	18,2	38,5
	Resto de Agentes	905,2	1.201,7	590,6	1.192,9
	% <i>Recaudación Total</i>	75,3 %	100,0 %	49,4 %	100,0 %

TABLA 6.4: Proyección de recaudación anual y composición de aportantes por empresa transmisora.
Fuente: Elaboración propia.

6.7. Síntesis Comparativa

La Tabla 6.5 consolida los resultados obtenidos en las secciones anteriores, sintetizando el desempeño de cada metodología en las dimensiones de equidad tarifaria, perfil de cliente por factor de carga y suficiencia de ingresos.

TABLA 6.5: Síntesis comparativa de metodologías de tarificación.

Dimensión de análisis (criterio base)	M1 (Máx. anual)	M2 (Pot. conectada)	M3 (Máx. diaria)	M4 (Energía)
Costo para el cliente (magnitud esperada)	Alto (castiga capacidad ociosa)	Medio (depende del FC)	Bajo (ahorro relevante)	Medio/Bajo (uso efectivo)
Estabilidad de pagos (certidumbre ex-ante)	Muy alta (costo fijo)	Muy alta (costo fijo)	Baja (costo variable)	Baja (costo variable)
Equidad tarifaria (señal de precios)	Baja (penaliza bajo uso)	Media (favorece alto uso)	Alta (favorece bajo uso)	Alta (pago por uso homogéneo)
Robustez económica por cartera (score robusto por FC)	Baja/Media (rara vez domina)	Media/Alta (respaldo frecuente)	Alta (1ra prioridad económica)	Media (respaldo sensible)
Suficiencia de ingresos (recuperación VATT)	No estructural (déficit / exceso)	Estructural (100 %)	No estructural (déficit)	Estructural (100 %)

El cruce entre robustez económica (score) y suficiencia de ingresos define roles diferenciados para cada metodología: **M3** opera como ancla económica al minimizar el costo esperado para el cliente, mientras que las metodologías con recuperación $\geq 100\%$ constituyen los puntos de cierre defendibles frente al transmisor. La sección siguiente formaliza esta lógica en una estrategia de negociación aplicada a cada empresa.

6.8. Estrategia de Negociación

A partir del diagnóstico desarrollado en las secciones anteriores, la estrategia de negociación se construye articulando el ranking económico del score (perspectiva del cliente) con el ratio de recuperación de ingresos (perspectiva del transmisor). La lógica operativa es la siguiente: se parte de M3 como ancla y se recorre el ranking en orden descendente, intentando cerrar en cada metodología. El **piso de cierre** corresponde a la primera metodología del ranking con ratio de recuperación $\geq 100\%$: es el punto límite desde la perspectiva del transmisor, que no aceptará ninguna metodología que no le permita recuperar al menos la totalidad de sus costos. Esto no implica que la negociación deba llegar necesariamente hasta ese punto; si el transmisor acepta una metodología mejor posicionada en el ranking, el acuerdo puede cerrarse antes. Que es precisamente lo que se busca.

Cabe precisar que la Metodología 1 no se considera en este trabajo como un estándar regulatorio. Cuando se la menciona como eventual *status quo*, ello debe entenderse como un **supuesto de mercado** para efectos analíticos, y no como un hecho generalizable a todas las empresas transmisoras.

La Tabla 6.6 resume la postura recomendada por empresa, obtenida al aplicar esta regla a los rankings de la Tabla 6.3 y a los ratios de recuperación de la Tabla 6.4.

TABLA 6.6: Matriz de estrategia de negociación por empresa transmisora.

Empresa transmisora	Ranking del score (Escenario base)	Ancla	Piso de cierre (recup. $\geq 100\%$)	Secuencia de negociación
CGE (FC bajo/medio)	M3 < M1 < M2 < M4	M3	M1	M3 → M1 (123 % recup.)
Chilquinta (FC medio)	M3 < M2 < M1 < M4	M3	M2	M3 → M2 (100 % recup.)
Enel (FC medio/alto)	M3 < M2 < M4 < M1	M3	M2	M3 → M2 (100 % recup.)
STS (heterogénea)	M3 < M1 < M2 < M4	M3	M2	M3 → M1 → M2 (100 % recup.)

La secuencia de negociación indica el orden en que se proponen las metodologías, partiendo desde el ancla (M3) hacia el piso de cierre. El objetivo es cerrar lo más cerca posible del ancla; el piso de cierre es el límite inferior desde la perspectiva del transmisor, no el destino esperado de la negociación.

En **CGE**, M1 es la segunda en el ranking y genera sobre-recaudación (123 %), por lo que el transmisor la acepta y además resulta más económica para Evol que M2 (293 vs. 336 kUSD anuales). En **Chilquinta** y **Enel**, M2 aparece inmediatamente después de M3 con suficiencia exacta, acotando la secuencia a dos pasos. En **STS**, se recorre la secuencia completa M3–M1–M2, ya que M1 no alcanza la suficiencia (75 %) y el piso de cierre se ubica en M2.

En síntesis, M3 opera como ancla en todos los casos. El piso de cierre es M1 en CGE y M2 en las tres empresas restantes.

Robustez de la estrategia ante los supuestos del modelo.

Para verificar cuantitativamente que los supuestos adoptados no alteran la estrategia de negociación, se aplicaron los factores de escala correspondientes directamente sobre los scores del escenario base. Dado que el score es proporcional al precio efectivo, M1 y M3 escalan por el factor asociado a cada supuesto mientras que M2 y M4 permanecen invariantes. Las Tablas 6.7 y 6.8 presentan los scores ajustados y el ranking resultante para cada empresa.

TABLA 6.7: Scores ajustados por factor de potencia ($\cos \varphi = 0,93$, factor = $1/0,93 \approx 1,075$). M1 y M3 escalan; M2 y M4 invariantes.

Empresa	Score M1	Score M2	Score M3	Score M4	Score M1 adj.	Score M3 adj.	Ranking ajustado	¿Cambia estrategia?
CGE	3,405	4,266	2,002	4,875	3,661	2,153	M3 < M1 < M2 < M4	No
Chilquinta	2,923	2,047	1,947	4,045	3,143	2,094	M2 < M3 < M1 < M4	No*
Enel	1,278	1,031	0,835	1,053	1,375	0,898	M3 < M2 < M4 < M1	No
STS	1,334	1,795	1,190	2,533	1,434	1,279	M3 < M1 < M2 < M4	No

*En Chilquinta el ajuste invierte el orden entre M3 y M2 para cualquier $\cos \varphi < 0,951$, umbral que se supera con el valor normativo mínimo de 0,93. Sin embargo, la estrategia no cambia: M2 era ya el piso de cierre y si pasa a ser además la metodología más conveniente para el cliente, la secuencia M3 $\rightarrow$ M2 se mantiene intacta.

TABLA 6.8: Scores ajustados por crecimiento de demanda ($\lambda = 1,05$). M1 y M3 escalan; M2 y M4 invariantes.

Empresa	Score M1	Score M2	Score M3	Score M4	Score M1 adj.	Score M3 adj.	Ranking ajustado	¿Cambia estrategia?
CGE	3,405	4,266	2,002	4,875	3,575	2,102	M3 < M1 < M2 < M4	No
Chilquinta	2,923	2,047	1,947	4,045	3,069	2,045	M3 < M2 < M1 < M4	No
Enel	1,278	1,031	0,835	1,053	1,342	0,877	M3 < M2 < M4 < M1	No
STS	1,334	1,795	1,190	2,533	1,401	1,249	M3 < M1 < M2 < M4	No

En ambos casos la estrategia de negociación es robusta. Para el crecimiento de demanda los rankings son idénticos al escenario base en las cuatro empresas. Para el factor de potencia, Chilquinta es el único caso donde el ranking del score varía, pero sin consecuencias sobre la secuencia de negociación recomendada por la razón expuesta en la nota de la Tabla 6.7. En consecuencia, la secuencia de negociación definida en la Tabla 6.6 es robusta ante los supuestos adoptados en el modelo.

7. Conclusiones

La investigación realizada permite concluir que el marco regulatorio vigente para el segmento de transmisión dedicada presenta brechas estructurales cuando se aplica a clientes libres conectados a redes de distribución. La normativa actual, concebida para usuarios de mayor escala con conexión directa a la infraestructura de transmisión, no distingue las particularidades de clientes dispersos en redes de media tensión. Esta homogeneidad regulatoria, sumada a algoritmos de calificación basados en proyecciones de uso a 20 años, ha derivado en una reclasificación significativa de instalaciones zonales a dedicadas, exponiendo a los clientes a negociaciones asimétricas con empresas transmisoras sin metodologías estandarizadas de referencia.

El trabajo de trazabilidad entre retiros comerciales e infraestructura física permitió identificar un universo de más de 600 agentes afectados a nivel nacional, confirmando que la problemática es sistémica y con potencial de profundización a medida que se expande el régimen libre. A partir de este catastro se construyó un caso de estudio de 55 clientes libres sobre el cual se modelaron y compararon cuatro metodologías de tarificación.

Los resultados del modelamiento cuantitativo permiten extraer las siguientes conclusiones.

La elección de la fórmula tarifaria incide de manera determinante en la competitividad del cliente. La Metodología 1, basada en capacidad histórica, tiende a ser la alternativa más costosa y penaliza con mayor fuerza a clientes con factores de carga bajos. Las metodologías dinámicas (M3 y M4) reducen la carga financiera al ajustar el cobro al uso efectivo de la red, aunque transfieren variabilidad operativa a la factura. Las metodologías estáticas (M1 y M2) ofrecen estabilidad total pero a un mayor nivel de precio.

La **Metodología 3** constituye la principal referencia económica. El score económico robusto, evaluado bajo tres escenarios de ponderación entre desempeño típico y escenarios desfavorables, posiciona a M3 como primera prioridad en todas las carteras analizadas. Su ventaja en precio persiste al incorporar percentiles 90 de precio efectivo y coeficiente de variación. No obstante, M3 genera déficit de ingresos en todas las empresas, lo que limita su viabilidad como propuesta de cierre.

La **Metodología 2** emerge como el piso de cierre más frecuente. Al combinar suficiencia estructural de ingresos (100 % de recuperación del VATT) con una posición competitiva en el score, M2 resulta el piso de cierre en tres de las cuatro empresas analizadas (Chilquinta, Enel y STS). Su estabilidad total y su desempeño favorable en carteras con factor de carga medio y alto refuerzan su posición negociadora.

La estrategia de negociación requiere articular dos planos distintos. El ranking del score ordena las metodologías desde la perspectiva del cliente; el ratio de recuperación determina cuáles son aceptables para el transmisor. La regla propuesta —recorrer el ranking hasta la primera metodología con recuperación $\geq 100\%$ — permite traducir de forma reproducible la evidencia cuantitativa en una postura bilateral. El resultado es diferenciado por empresa: en CGE, el piso de cierre es M1 (con 123 % de recuperación); en Chilquinta, Enel y STS, el piso de cierre es M2.

Por último, los supuestos del modelo son aproximaciones controladas. El análisis de sensibilidad demostró que la relajación de los tres supuestos principales (factor de potencia unitario, demanda constante y potencia conectada aproximada) no altera la estrategia de negociación. Para el par M1–M3, la robustez es algebraicamente exacta: ambas metodologías escalan por el mismo factor, preservando su orden relativo por construcción. Para M2 y M4, la invariancia se explica por la naturaleza de cociente de sus fórmulas de prorrateo. La robustez del ranking completo entre las cuatro metodologías se verificó cuantitativamente mediante los scores ajustados, confirmando que las brechas observadas son suficientemente amplias para absorber los efectos de los supuestos adoptados.

En síntesis, el estudio no identifica una metodología universalmente óptima, pero demuestra que es posible ordenar las alternativas mediante una lógica reproducible y traducir ese ordenamiento en estrategias de negociación diferenciadas. La Metodología 3 opera como ancla económica en todos los casos, y el piso de cierre se determina mecánicamente a partir del ranking y la suficiencia de ingresos.

Trabajos futuros

Se identifican dos líneas de desarrollo prioritarias. Primero, una revisión sistemática de los dictámenes del Panel de Expertos asociados a la calificación de instalaciones y tarificación de sistemas dedicados que han aparecido durante el último año, cuyo cuerpo de criterios interpretativos puede fortalecer alguna de las metodologías planteadas, modificarlas o derechamente descartarlas. Segundo, el desarrollo de metodologías para instalaciones dedicadas enmalladas, donde la complejidad topológica dificulta la determinación del uso atribuible a cada cliente y requiere herramientas de análisis de redes o flujos de potencia.

Bibliografía

- [1] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, “Decreto con Fuerza de Ley 4; Decreto con Fuerza de Ley 4/20018; Fija Texto Refundido, Coordinado Y Sistematizado Del Decreto Con Fuerza De Ley N° 1, De Minería, De 1982, Ley General De Servicios Eléctricos, En Materia De Energía Eléctrica.” Disponible en: <https://www.leychile.cl/navegar?idNorma=258171>, Febrero 2007.
- [2] Ministerio de Energía, “Decreto 10, Aprueba Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión.” Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1146553>, Junio 2020.
- [3] Panel de Expertos, “Dictamen N°12-2022, Discrepancia presentada por CGE Transmisión S.A. contra Agrofruta Limitada en relación con la aplicación del régimen de acceso abierto a instalaciones del sistema de transmisión dedicado.” Disponible en: <https://panelexpertos.cl/discrepancias/tramitadas/>, Octubre 2022.
- [4] Ministerio de Energía, “Resolución 58 Exenta, Rebaja Límite de Capacidad Instalada para optar a ser Cliente Libre, de Acuerdo a lo Dispuesto por el Artículo 147°, Literal d) de la Ley General de Servicios Eléctricos.” Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1209158>, Diciembre 2024.
- [5] República de Chile Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, “INFORME N° 33/2024.” Disponible en: https://www.tdlc.cl/wp-content/uploads/2024/12/Informe_N%C2%B0_33-2024.pdf, Diciembre 2024.
- [6] Ministerio de Energía, “Ley N° 20.936: Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional.” Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1092695>, Julio 2016.
- [7] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, “Ley N° 19.940: Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos.” Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=222380>, Marzo 2004.
- [8] Comisión Nacional de Energía, “Resolución Exenta N° 460: Aprueba Informe Técnico Definitivo de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2024-2027.” Disponible en <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/08/Res-Exta-460-ITD-Calificacion-2024-2027.pdf>, Agosto 2024.

- [9] Coordinador Eléctrico Nacional, “Antecedentes de cálculo para las transferencias económicas: Balance de Energía (Diciembre Definitivo 2024).” Disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas/antecedentes-de-calculo-para-las-transferencias-economicas/2024-antecedentes-de-calculo-para-las-transferencias-economicas/diciembre-definitivo-2024-antecedentes-de-calculo-para-las-transferencias-economicas/>, Diciembre 2024.
- [10] Coordinador Eléctrico Nacional, “Plataforma de Base de Datos Común (PLABACOM): Repositorio de Informes y Descargas.” Disponible en: <https://plabacom.coordinador.cl/pages/report/downloads/list>, 2025.
- [11] Comisión Nacional de Energía, “Informe Técnico Definitivo: Valorización de los Sistemas de Transmisión, Cuatrienio 2020-2023.” Disponible en sitio web CNE, 2020. Resolución Exenta N° 379.
- [12] U.S. Bureau of Labor Statistics, “Consumer Price Index (CPI) Databases: All Urban Consumers (CUUR0000SA0).” Disponible en: <https://data.bls.gov/timeseries/CUUR0000SA0>, 2024.
- [13] Instituto Nacional de Estadísticas, “Serie histórica empalmada IPC (diciembre 2009 a la fecha).” Disponible en: <https://www.ine.gob.cl/estadisticas/economia/precios/ipc>, 2024.
- [14] Banco Central de Chile, “Tipo de cambio: Dólar observado.” Disponible en: https://si3.bcentral.cl/Siete/ES/Siete/Cuadro/CAP_TIPO_CAMBIO/MN_TIPO_CAMBIO4/DOLAR_OBS_ADO/TCB_505, 2024.
- [15] Servicio de Impuestos Internos, “Impuesto de Primera Categoría: Tasas y evolución.” Disponible en: https://www.sii.cl/preguntas_frecuentes/declaracion_renta/001_140_4708.htm, 2024.

Anexos

A. Resumen ejecutivo

A.1. Introducción

La memoria aborda el problema tarifario que enfrentan los clientes libres conectados a redes de distribución debido al uso de instalaciones de transmisión calificadas como dedicadas a partir del proceso de calificación 2024–2027. Estos activos fueron originalmente concebidos y remunerados bajo un esquema zonal, pero la aplicación del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión ha llevado a su reclasificación, trasladando su financiamiento a contratos bilaterales entre privados.

En este contexto, los clientes libres se ven obligados a negociar peajes con empresas transmisoras en un entorno monopólico, con asimetrías de información y sin metodologías estandarizadas para determinar tarifas. El objetivo principal del trabajo es proponer, evaluar y comparar distintas metodologías de tarificación para el uso de instalaciones dedicadas, evaluando la suficiencia de ingresos para el transmisor y la equidad tarifaria para el cliente.

A.2. Marco Teórico

El marco teórico establece los fundamentos normativos y conceptuales del estudio. Se revisa la estructura regulatoria del sistema eléctrico chileno, destacando el rol de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y la Ley N°20.936, que redefinió la segmentación de la transmisión en sistemas Nacionales, Zonales y Dedicados. Se profundiza en el funcionamiento del Decreto N°10, que define el algoritmo de calificación de instalaciones radiales en base a la proporción de uso regulado/libre, y se discuten las implicancias de este diseño sobre la reclasificación de activos.

Se contrasta la lógica tarifaria de los sistemas de servicio público (con cargos únicos regulados) con la libertad contractual de las instalaciones dedicadas. El capítulo concluye identificando brechas normativas y riesgos de desnaturalización del rol de las redes zonales, lo que justifica la necesidad de desarrollar metodologías objetivas para la determinación de peajes en infraestructura dedicada.

A.3. Usuarios de Instalaciones Dedicadas

Este capítulo describe la metodología utilizada para identificar y caracterizar a los clientes libres que hacen uso de instalaciones dedicadas. Se integran bases de datos de la CNE y el CEN, y se aplica un algoritmo de rastreo basado en teoría de grafos para reconstruir la ruta de suministro de cada barra de retiro, filtrando los tramos Nacionales y Zonales para concentrarse

exclusivamente en activos dedicados radiales.

Las Tablas A.1 y A.2 muestran el resumen de la clasificación de instalaciones del período 2024–2027. La Tabla A.3 resume el universo de agentes afectados.

Calificación	Cantidad de tramos de transporte
Dedicada	811
Nacional	197
Zonal	1223
Total	2231

TABLA A.1: Resumen de tramos de transporte según calificación 2024–2027. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CEN [8].

Calificación	Cantidad de tramos de SSEE
Dedicada	606
Nacional	128
Zonal	528
Total	1262

TABLA A.2: Resumen de tramos de subestaciones según calificación 2024–2027. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CEN [8].

Tipo de Agente	Cantidad	Participación
Clientes Libres Total	522	80,4 %
- <i>Asesorados por Evol Services</i>	55	8,5 %
- <i>Resto del Mercado</i>	467	71,9 %
Generadoras (PMGD)	127	19,6 %
Total General	649	100 %

TABLA A.3: Resumen del universo ampliado de agentes afectados por uso de instalaciones dedicadas. Fuente: Elaboración propia.

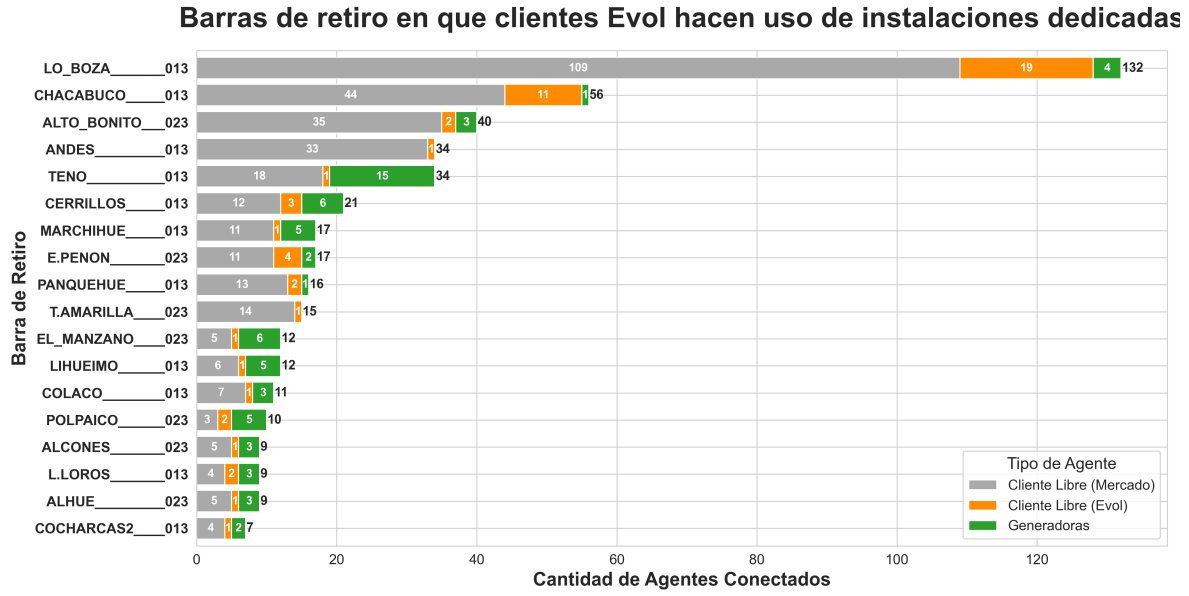


FIGURA A.1: Definición del caso de estudio: Distribución de agentes en barras con presencia de clientes Evol Services. Fuente: Elaboración propia.

A.4. Metodologías

Se formulan cuatro metodologías para calcular los peajes por uso de instalaciones dedicadas, todas construidas sobre el VATT indexado al mes de aplicación. Las dos primeras son metodologías de precio fijo basadas en capacidad; las dos últimas son esquemas de prorrateo proporcional al uso, con cierre contable estructural al 100 % del VATT residual.

Metodología 1: Promedio de Máximas Potencias Anuales

$$Cargo\ Peaje_k = \frac{P_{max\ anual_1} + P_{max\ anual_2}}{2} \cdot \frac{1}{12} \sum_{j=1}^n \frac{VATT_{j,k}}{P_{capacidad_j}}$$

Metodología 2: Asignación Proporcional por Potencia Conectada

$$Cargo\ Peaje_k = P_{conectada} \cdot \frac{1}{12} \sum_{j=1}^n \frac{(1 - \%Regulado_j) \cdot VATT_{j,k}}{\sum_{i=1}^m P_{i,j}}$$

Metodología 3: Promedio Mensual de Máximas Diarias

$$Cargo\ Peaje_k = P_{prom.\ mens.\ máx.\ diarias,k} \cdot \frac{1}{12} \sum_{j=1}^n \frac{VATT_{j,k}}{P_{capacidad,j}}$$

Metodología 4: Asignación Proporcional por Energía Consumida

$$Cargo\ Peaje_k = E_{\text{cliente},k} \cdot \frac{1}{12} \sum_{j=1}^n \frac{(1 - \%Regulado_j) \cdot VATT_{j,k}}{\sum_{i=1}^m E_{i,j,k}}$$

A.5. Aplicación de las Metodologías y Parámetros del Estudio

Las metodologías se aplican a un caso de estudio de 55 clientes libres asesorados por Evol Services, distribuidos en 17 barras de retiro asociadas a cuatro empresas transmisoras (CGE, Chilquinta, Enel y STS), durante el período 2024–2027. Las fuentes de datos son el Balance de Energía del CEN y los decretos de VATT de la CNE.

Los supuestos operativos del modelo son tres: factor de potencia unitario ($\cos \varphi = 1$), proyección de demanda constante y potencia conectada aproximada mediante el promedio de las dos máximas anuales. El análisis de sensibilidad demuestra que la relajación de estos supuestos no altera la estrategia de negociación: el par M1–M3 es invariante por construcción algebraica al escalar ambas por el mismo factor, M2 y M4 son invariantes por la naturaleza de cociente de sus fórmulas, y la robustez del ranking completo se verificó cuantitativamente mediante scores ajustados.

A.6. Análisis de Resultados

Magnitud del Peaje

La Figura A.2 ordena a los clientes de menor a mayor según el costo de M1. La Metodología 1 actúa sistemáticamente como techo de costos para el 95 % de la muestra, penalizando la capacidad reservada. M3 y M4 reducen la carga financiera al ajustar el cobro al uso efectivo de la red.

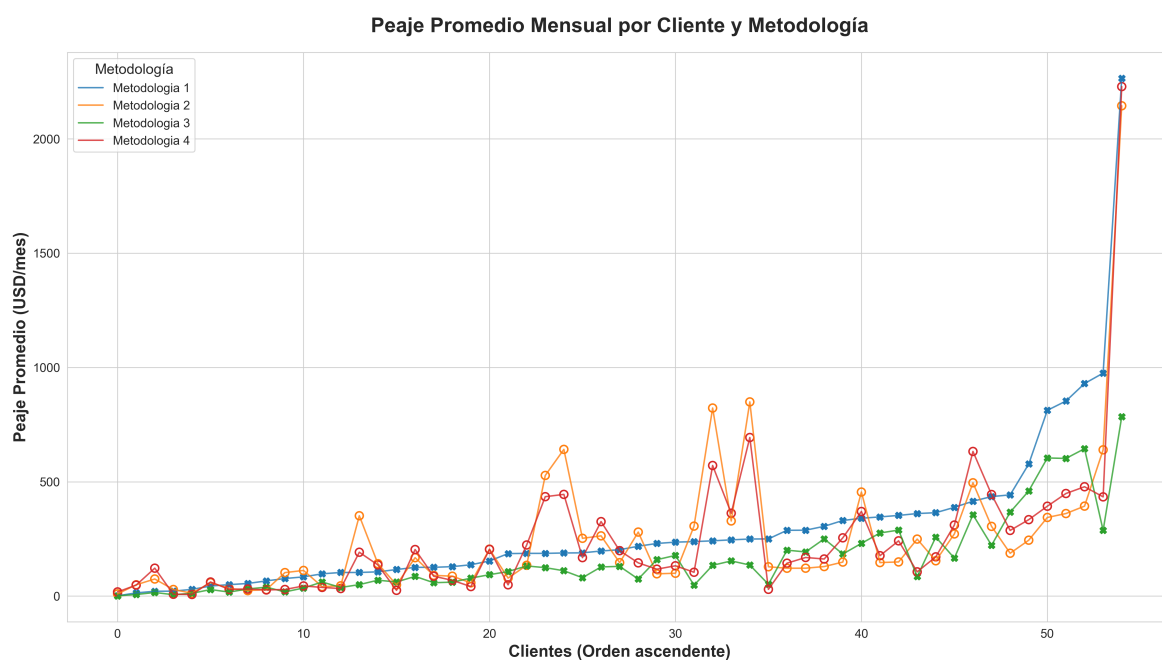


FIGURA A.2: Peaje promedio mensual por cliente y metodología. El ordenamiento ascendente según M1 evidencia el sobre costo estructural de esta metodología frente a las alternativas dinámicas. Fuente: Elaboración propia.

Suficiencia de Ingresos

La Figura A.3 muestra que las metodologías de precio fijo (M1 y M3) generan desequilibrios financieros (déficit o sobre-recaudación según el tramo), mientras que los esquemas de prorrateo (M2 y M4) garantizan la recuperación exacta del 100 % del VATT residual por construcción algebraica.

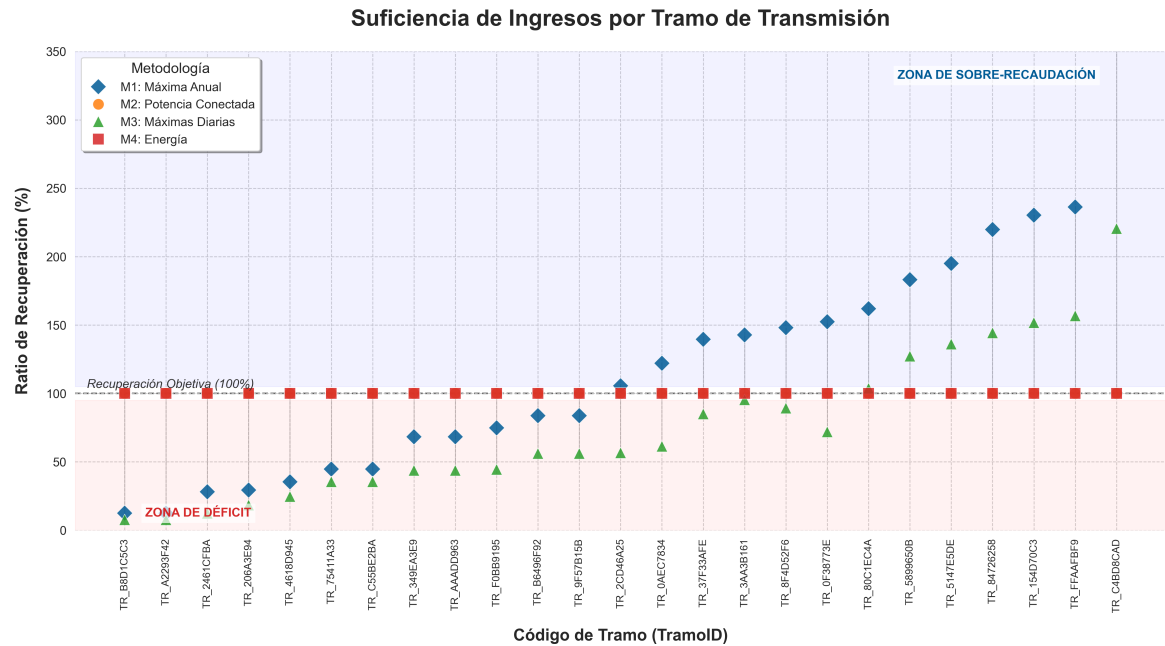


FIGURA A.3: Ratio de recuperación de ingresos por tramo. M2 y M4 convergen exactamente al 100 %, eliminando el riesgo comercial para el transmisor. Fuente: Elaboración propia.

Equidad Tarifaria y Factor de Carga

La Figura A.4 muestra la relación entre el precio unitario efectivo (USD/MWh) y el factor de carga de cada cliente. Las metodologías basadas en capacidad (M1 y M2) penalizan fuertemente a clientes con uso intermitente, mientras que M3 entrega una señal de precios más alineada con el uso efectivo de la red. A medida que el factor de carga aumenta, M2 mejora su posición relativa al diluir su cargo fijo sobre una mayor base energética.

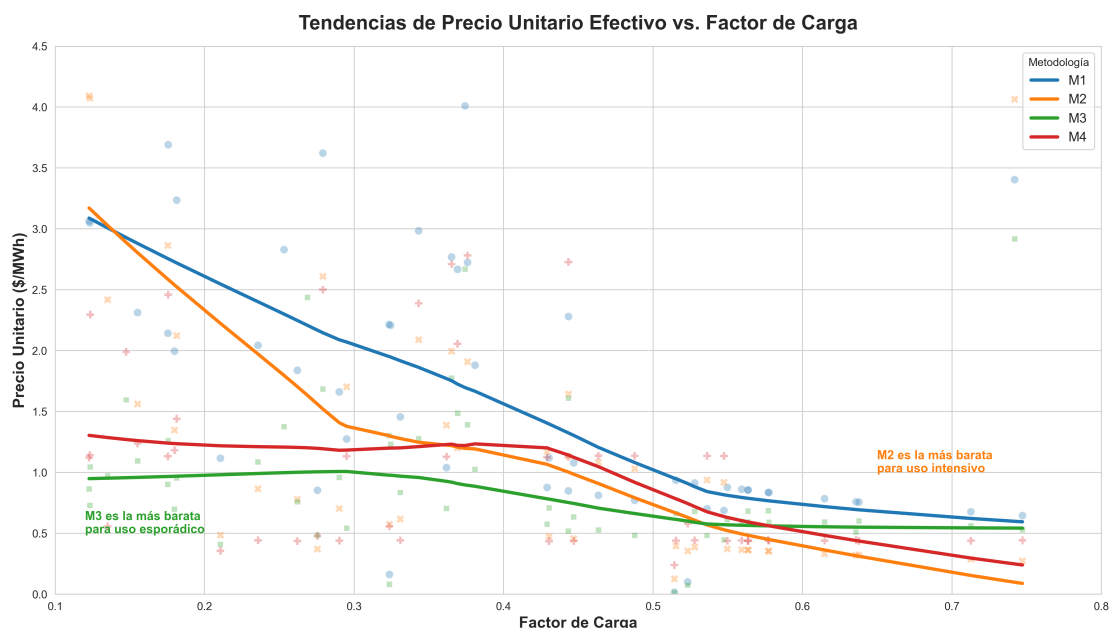


FIGURA A.4: Tendencias del precio unitario efectivo en función del factor de carga. Fuente: Elaboración propia.

Score Económico Robusto y Ranking por Cartera

Dado que Evol gestiona carteras de clientes por empresa transmisora y negocia una única metodología por cartera, se construyó un score económico robusto que combina precio efectivo y volatilidad para cada grupo de factor de carga, ponderando el comportamiento típico (mediana) y el escenario desfavorable (percentil 90). Las Figuras A.5–A.8 ilustran el trade-off precio/variabilidad para cada empresa.

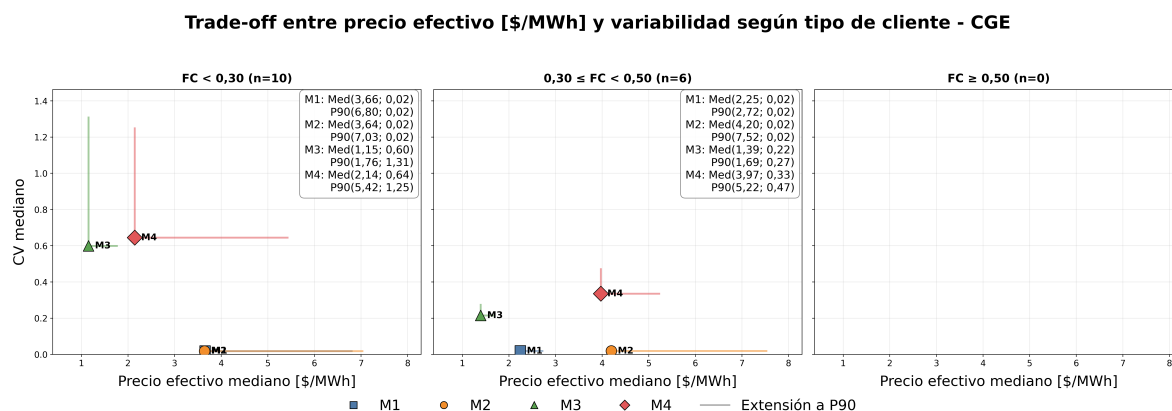


FIGURA A.5: Trade-off entre precio efectivo y variabilidad por grupo de factor de carga para la cartera de CGE. Los marcadores indican la mediana y las extensiones al percentil 90. Fuente: Elaboración propia.

Trade-off entre precio efectivo [\$/MWh] y variabilidad según tipo de cliente - Enel

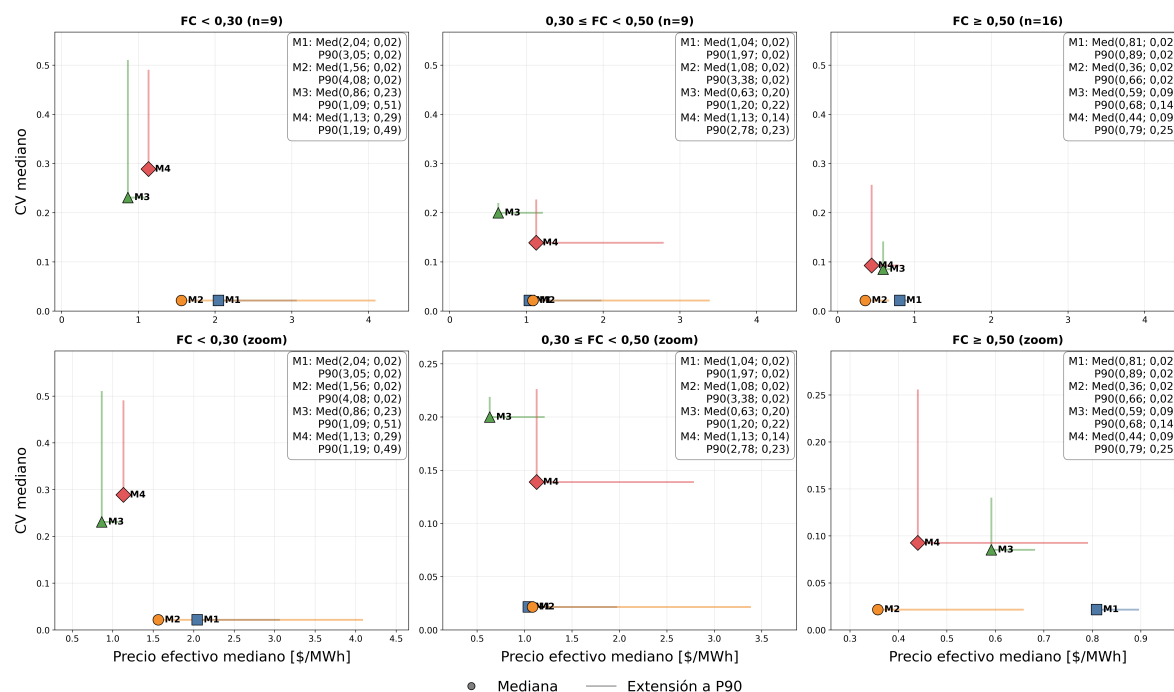


FIGURA A.6: Trade-off entre precio efectivo y variabilidad por grupo de factor de carga para la cartera de Enel. La fila superior presenta la escala global y la fila inferior un acercamiento a la zona de mayor concentración. Fuente: Elaboración propia.

Precio efectivo [\$/MWh] y variabilidad por tipo de cliente - Chilquinta

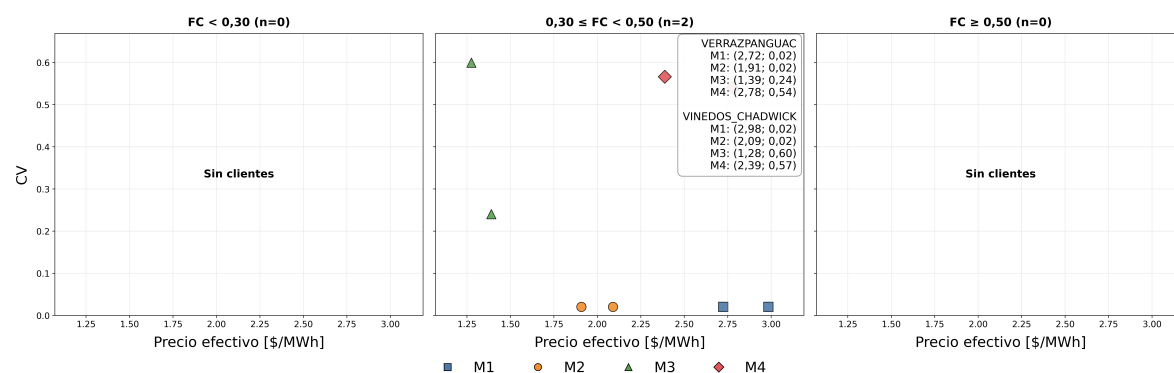


FIGURA A.7: Precio efectivo y coeficiente de variación observados por grupo de factor de carga para la cartera de Chilquinta. Cada punto corresponde a un cliente y metodología específica. Fuente: Elaboración propia.

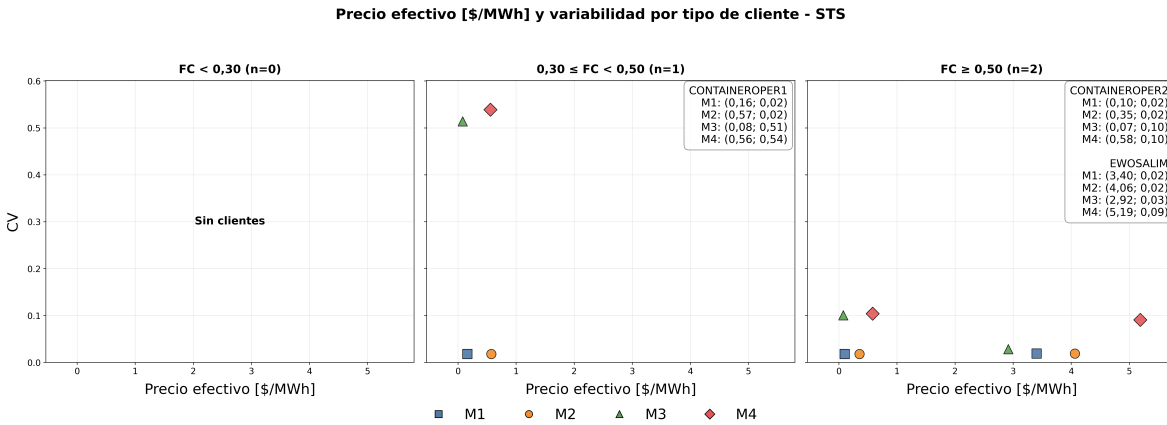


FIGURA A.8: Precio efectivo y coeficiente de variación observados por grupo de factor de carga para la cartera de STS. Cada punto corresponde a un cliente y metodología específica. Fuente: Elaboración propia.

La Tabla A.4 presenta los valores numéricos del score bajo los tres escenarios de ponderación evaluados.

TABLA A.4: Valores del score económico robusto por metodología y empresa bajo escenarios alternativos de ponderación. El valor mínimo por fila se indica en negrita.

Escenario	Empresa	Score M1	Score M2	Score M3	Score M4
Escenario 1 $\alpha = 0,5, \beta = 0,5$	CGE	4,280	5,641	2,497	7,020
	Chilquinta	2,965	2,076	2,023	4,150
	Enel	1,504	1,609	0,980	1,377
	STS	1,693	2,199	1,525	3,076
Escenario 2 — Base $\alpha = 0,9, \beta = 0,75$	CGE	3,405	4,266	2,002	4,875
	Chilquinta	2,923	2,047	1,947	4,045
	Enel	1,278	1,031	0,835	1,053
	STS	1,334	1,795	1,190	2,533
Escenario 3 $\alpha = 0,5, \beta = 0,9$	CGE	4,276	5,636	2,225	6,355
	Chilquinta	2,965	2,076	1,945	4,139
	Enel	1,504	1,609	0,943	1,316
	STS	1,693	2,198	1,509	3,071

M3 se posiciona como primera prioridad económica en todas las carteras y bajo los tres escenarios, confirmando la robustez de su ventaja en precio. La única inestabilidad ocurre en Enel en la segunda prioridad (M2 vs. M4), que se resuelve a favor de M2 bajo el escenario base.

Impacto Financiero por Empresa Transmisora

La Tabla A.5 detalla la recaudación anual proyectada por empresa y metodología, distinguiendo entre la cartera Evol y el resto de agentes del tramo.

Empresa	Ítem / Agente	Recaudación Anual Proyectada [kUSD]			
		M1	M2	M3	M4
CGE	Cientes Evol	292,5	336,1	112,1	277,3
	Resto de Agentes	8.182,1	6.551,8	4.924,7	6.610,6
	% <i>Recaudación Total</i>	123,0 %	100,0 %	73,1 %	100,0 %
CHILQUINTA	Cientes Evol	39,5	27,7	18,6	36,2
	Resto de Agentes	595,1	416,7	405,4	408,2
	% <i>Recaudación Total</i>	142,8 %	100,0 %	95,4 %	100,0 %
ENEL	Cientes Evol	413,3	268,5	286,8	283,6
	Resto de Agentes	3.304,6	4.136,4	2.151,3	4.121,3
	% <i>Recaudación Total</i>	84,4 %	100,0 %	55,4 %	100,0 %
STS	Cientes Evol	21,6	29,7	18,2	38,5
	Resto de Agentes	905,2	1.201,7	590,6	1.192,9
	% <i>Recaudación Total</i>	75,3 %	100,0 %	49,4 %	100,0 %

TABLA A.5: Proyección de recaudación anual y composición de aportantes por empresa transmisora. Fuente: Elaboración propia.

Síntesis Comparativa

La Tabla A.6 sintetiza el desempeño de cada metodología en las cinco dimensiones analizadas.

Dimensión de análisis (criterio base)	M1 (Máx. anual)	M2 (Pot. conectada)	M3 (Máx. diaria)	M4 (Energía)
Costo para el cliente (magnitud esperada)	Alto (castiga capacidad ociosa)	Medio (depende del FC)	Bajo (ahorro relevante)	Medio/Bajo (uso efectivo)
Estabilidad de pagos (certidumbre <i>ex-ante</i>)	Muy alta (costo fijo)	Muy alta (costo fijo)	Baja (costo variable)	Baja (costo variable)
Equidad tarifaria (señal de precios)	Baja (penaliza bajo uso)	Media (favorece alto uso)	Alta (favorece bajo uso)	Alta (pago por uso homogéneo)
Robustez económica por cartera (score robusto por FC)	Baja/Media (rara vez domina)	Media/Alta (respaldo frecuente)	Alta (1ra prioridad económica)	Media (respaldo sensible)
Suficiencia de ingresos (recuperación VATT)	No estructural (déficit / exceso)	Estructural (100 %)	No estructural (déficit)	Estructural (100 %)

TABLA A.6: Síntesis comparativa de metodologías de tarificación. Fuente: Elaboración propia.

A.7. Estrategia de Negociación

La estrategia articula el ranking del score (perspectiva del cliente) con el ratio de recuperación (perspectiva del transmisor). La regla operativa consiste en partir de M3 como ancla y recorrer el ranking hasta la primera metodología con recuperación $\geq 100\%$, que constituye el **piso de cierre** desde la perspectiva del transmisor. El objetivo es cerrar lo más cerca posible del ancla; el piso de cierre es el límite inferior, no el destino esperado de la negociación.

Empresa transmisora	Ranking del score (Escenario base)	Ancla	Piso de cierre (recup. ≥ 100 %)	Secuencia de negociación
CGE (FC bajo/medio)	M3 < M1 < M2 < M4	M3	M1	M3 $\rightarrow$ M1 (123 % recup.)
Chilquinta (FC medio)	M3 < M2 < M1 < M4	M3	M2	M3 $\rightarrow$ M2 (100 % recup.)
Enel (FC medio/alto)	M3 < M2 < M4 < M1	M3	M2	M3 $\rightarrow$ M2 (100 % recup.)
STS (heterogénea)	M3 < M1 < M2 < M4	M3	M2	M3 $\rightarrow$ M1 $\rightarrow$ M2 (100 % recup.)

La secuencia indica el orden en que se proponen las metodologías partiendo desde el ancla. El piso de cierre es el límite inferior desde la perspectiva del transmisor, no el destino esperado de la negociación.

TABLA A.7: Matriz de estrategia de negociación por empresa transmisora. Fuente: Elaboración propia.

La robustez de esta estrategia fue verificada cuantitativamente ante los supuestos del modelo. Al aplicar los factores de escala correspondientes a la relajación del factor de potencia ($\cos \varphi = 0,93$) y al crecimiento de demanda ($\lambda = 1,05$), los rankings ajustados no alteran la secuencia de negociación en ninguna de las cuatro empresas. El único caso donde el ranking del score varía es Chilquinta bajo el supuesto de factor de potencia, donde M2 supera a M3; sin embargo, la estrategia no cambia porque M2 era ya el piso de cierre y la secuencia M3 $\rightarrow$ M2 se mantiene intacta.

A.8. Conclusiones y Trabajos Futuros

El estudio no identifica una metodología universalmente óptima, pero demuestra que es posible ordenar las alternativas mediante una lógica reproducible y traducir ese ordenamiento en estrategias de negociación diferenciadas por empresa transmisora. La Metodología 3 opera como ancla económica en todos los casos. El piso de cierre es M1 en CGE (con 123 % de recuperación) y M2 en Chilquinta, Enel y STS.

Como líneas de trabajo futuro se identifican dos prioritarias: una revisión sistemática de los dictámenes del Panel de Expertos asociados a la tarificación de sistemas dedicados, y el desarrollo de metodologías para instalaciones dedicadas enmalladas, donde la complejidad topológica requiere herramientas de análisis de redes o flujos de potencia.